

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

**SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL
SINCRONIZADA:**

**Análise do Estado da Arte e Aplicações no
Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a obtenção
do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

JULIANA GUBERT EHRENSPERGER

Florianópolis, maio de 2004

**SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA:
Análise do Estado da Arte e Aplicações no
Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**

JULIANA GUBERT EHRENSPERGER

‘Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina’

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Orientador

Marcelo Neujahr Agostini, D. Eng.

Co-orientador

Prof. Jefferson Brum Marques, Dr.

Coordenador do Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D.

Prof. Arlan Luiz Bettiol, D.S.A.

Agradecimentos

Gostaria, em primeiro lugar, de manifestar minha profunda admiração e agradecimento a meus orientadores, Professor Ildemar Cassana Decker e Marcelo Neujahr Agostini, cujas colaborações e ensinamentos sem dúvida alguma transcenderam o escopo deste trabalho.

Agradeço aos membros da banca examinadora, professores Aguinaldo Silveira e Silva e Arlan Luiz Bettiol, bem como os integrantes do projeto MedFasee, que contribuíram de forma inequívoca para a realização desta dissertação.

Agradeço também a todos os professores e colegas da PGEEL, em especial aos amigos Marcelo L. Loureiro dos Santos, Paulo Henrique M. da Silva, Gustavo A. Baur Arfux, Maurício Sperandio, Rody A. Zelaya, José Luiz Tapias, Erlon C. Finardi, João Marco F. Ferreira, Daniel Dotta, Rubiara C. Fernandes, relembrando os momentos de alegria e companheirismo que vivenciamos juntos.

Agradeço com muito carinho ao meu namorado, Alexandre, que compartilha comigo momentos muito significativos, sempre me apoiando em minhas decisões.

Por fim, gostaria de não apenas agradecer, mas sim dividir os méritos desta conquista com minha irmã, Verônica, e minha mãe, Regina, expressando assim o meu reconhecimento pelo papel fundamental destas pessoas para a minha vida e minha formação.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SICRONIZADA:
Análise do Estado da Arte e Aplicações no
Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica

Juliana Gubert Ehrensperger

Maio/2004

Orientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.
Co-orientador: Marcelo Neujahr Agostini, D. Eng.
Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica
Palavras-Chaves: Medição Fasorial Sincronizada, PMU, Monitoração de Sistemas Elétricos, Modelagem Orientada a Objetos
Número de Páginas: 83

Neste trabalho investiga-se a utilização de Sistemas de Medição Fasorial em Sistemas de Energia Elétrica, envolvendo uma análise do estado da arte no tema e o desenvolvimento de uma ferramenta de simulação. No estudo do estado da arte são abordados aspectos relativos ao processo de medição fasorial sincronizada, bem como os elementos constituintes deste sistema de medição. De modo a se obter uma visão geral do grau de desenvolvimento e dos tipos de aplicações que vêm atualmente sendo implementadas a partir de medições fasoriais, foram exploradas experiências realizadas em diversos países. Em uma segunda etapa, desenvolveu-se uma ferramenta computacional que permite a simulação de funções de monitoração e controle de sistemas elétricos, quando desempenhadas a partir do uso de sistemas de medição fasorial. Desta forma, são descritos aspectos relacionados à concepção e à implementação desta ferramenta, seus módulos constituintes e respectivas funcionalidades. Com o propósito de se validar a ferramenta desenvolvida, foram realizados experimentos, cujos resultados são apresentados e comentados.

Abstract of the Dissertation work presented to UFSC as a partial
fulfillment of the requirements for the Master degree in Electrical
Engineering

**SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT SYSTEMS:
State of Art and Applications on Monitoring Power
Systems**

Juliana Gubert Ehrensperger

Maio/2004

Advisor: Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Co-advisor: Marcelo Neujahr Agostini, D. Eng.

Area of Concentration: Electric Power Systems

Keywords: Synchronized Phasor Measurements, PMU, Power Systems

Monitoring, Object Oriented Modeling

Number of Pages: 83

This work investigates the use of Phasor Measurement Systems, including an analysis of the state of the art on the theme, and the development of a simulation tool. The study of the state of the art concerns about the technical process involved on synchronized phasor measurements, as well as the constitution of this measurement system. In order to obtain a general overview of the development of the phasor measurement technology and its applications, this work explored the experiences carried out at several countries. Besides that, it was developed a computational tool that simulates electric systems monitoring and control functions, performed using phasor measurement systems. Aspects related to the conception and implementations of this tool are described, as well as their constituent modules and respective functionalities. With the purpose of validating the developed tool, experiments were carried out, whose results are presented and discussed.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Características dos Sistemas de Energia Elétrica	1
1.2. Objetivos do Presente Trabalho.....	2
1.3. Estrutura do Texto	3
2. MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	5
2.1. Aspectos Gerais.....	5
2.1.1. Origem e Desenvolvimento	6
2.1.2. Fontes de Sincronização e o Sistema GPS	7
2.1.3. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.....	8
2.1.4. Aplicações da Tecnologia de Medição Fasorial.....	9
2.2. Constituição dos Sistemas de Medição Fasorial	9
2.2.1. A Unidade de Medição Fasorial.....	10
2.2.1.1. Estrutura Básica.....	10
2.2.1.2. Processo de Medição Fasorial	11
2.2.1.3. Formatação das Medidas Fasoriais	14
2.2.2. O Concentrador de Dados	15
2.2.2.1. Definição e Funções Básicas.....	16
2.2.2.2. Estrutura Física e Aplicativos de Software	17
2.2.3. Canais de Comunicação	18
3. UTILIZAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL	20
3.1. Introdução	20
3.2. Estados Unidos	21
3.2.1. O Projeto WAMS.....	21
3.2.1.1. O Sistema SCE (<i>Southern California Edison Co.</i>).....	23
3.2.1.2. O Sistema BPA (<i>Bonneville Power Administration</i>)	27
3.2.2. Outras Instalações	29
3.3. França	31
3.4. Países Nórdicos	34
3.4.1. Islândia.....	37
3.4.2. Dinamarca	38
3.5. Brasil.....	41
3.5.1. Projeto MedFasee	44
3.6. Síntese Geral	45

4. MONITORAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL	48
4.1. Aspectos Gerais.....	48
4.2. Arquitetura Geral da Ferramenta de Monitoração	48
4.2.1. Protocolos de Comunicação	50
4.3. Simulador do Comportamento Dinâmico de SEEs.....	51
4.3.1. Modelagem Matemática	51
4.3.2. Modelagem Computacional.....	52
4.4. Simulador de Sistemas de Medição Fasorial.....	56
4.4.1. Módulo de Simulação de PMUs.....	56
4.4.2. Concentrador de Dados	58
4.5. Aplicativo de Visualização	60
5. EXPERIMENTOS REALIZADOS.....	63
5.1. Sistema Teste e Eventos Simulados	63
5.2. Experimento Utilizando Rede Local (LAN).....	65
5.2.1. Resultados	66
5.3. Experimento Utilizando Redes Distintas (WAM)	69
5.3.1. Resultados	70
5.4. Comentários Gerais	72
6. CONCLUSÕES	74
6.1. Principais Contribuições.....	76
6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros	77
REFERÊNCIAS.....	79
Referências Bibliográficas.....	79
Referências Eletrônicas	83

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial.....	8
Figura 2.2 – PMU: Estrutura Básica.....	11
Figura 2.3 – PDC: Funções Básicas.....	18
Figura 3.1 – Magnitude de Tensão nas Barras.....	24
Figura 3.2 – Ângulo de Tensão nas Barras	24
Figura 3.3 – Potência Ativa na Barra de Vincent.....	24
Figura 3.4 – Espectro de Freqüência das Potências Associadas à Barra de Vincent	25
Figura 3.5 – Estado do Sistema Pré-Distúrbio	26
Figura 3.6 – Visão Geral Esquemática do Plano de Defesa contra Perda de Sincronismo	33
Figura 3.7 – Registros das Perturbações Causadas pelo Religamento das Linhas de Transmissão.....	39
Figura 3.8 – Espectro de Freqüências Associadas à Potência Ativa	40
Figura 3.9 – Resultados Comparativos entre Simulações e Medições	40
Figura 4.1 – Estrutura Geral do Simulador de Funções de Monitoração de SEE Utilizando Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada	49
Figura 4.2 – Elementos Físicos, Interfaces Funcionais e Aplicações	53
Figura 4.3 – Classe C_PMU_SIMSP: Atributos e Métodos	54
Figura 4.4 – Diagrama de Funcionalidades do Simulador de SMF.....	56
Figura 4.5 – Diagrama de Estados do PDC	59
Figura 4.6 – Operação do Aplicativo de Visualização – Matlab.....	61
Figura 4.7 – Apresentação On-line dos fasores	62
Figura 5.1 – Diagrama Unifilar Sistema Sul-Brasileiro 45 Barras	64
Figura 5.2 – Configuração do Simulador de Funções de Monitoramento de SEE Utilizando a Rede Local.....	65
Figura 5.3 – Magnitude de Tensão da Barra de Passo Fundo Apresentada pelo Módulo de Visualização	66
Figura 5.4 – Magnitude de Tensão na Barra de Passo Fundo – SIMSP	66
Figura 5.5 – Ângulo de Tensão da Barra de Passo Fundo Apresentada pelo Módulo de Visualização (com referência à Barra de Segredo)	67
Figura 5.6 – Ângulo de Tensão na Barra de Passo Fundo – SIMSP	67
Figura 5.7 – Espectro de Freqüências Associado à Magnitude de Tensão da Barra de Passo Fundo	68

Figura 5.8 - Configuração do Simulador de Funções de Monitoramento de SEE Utilizando a WAM	69
Figura 5.9 – Magnitude de Tensão da Barra de Xanxerê Apresentada pelo Módulo de Visualização	70
Figura 5.10 – Magnitude de Tensão na Barra de Xanxerê – SIMSP.....	70
Figura 5.11 – Ângulo de Tensão da Barra de Xanxerê Apresentada pelo Módulo de Visualização (com referência à Barra de Segredo)	71
Figura 5.12 – Ângulo de Tensão na Barra de Xanxerê – SIMSP	71
Figura 5.13 – Espectro de Frequências Associado à Magnitude de Tensão da Barra de Xanxerê	72

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Quadro Síntese de PMUs Instaladas	29
Tabela 3.2 – Localização das PMUs e Número de Linhas Monitoradas.....	44
Tabela 3.3 – Quadro Geral de Implementações Atuais	46

Siglas

ABB - Asea Brown Boveri
ADSL - Asymmetrical Digital Subscriber Line
A/D - Analógico Digital
AEP - American Electric Power
AM - Amplitude Modulated
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
APS - Arizona Public Service
BC-Hydro - British-Columbia Hydro
BPA - Bonneville Power Administration
CAG - Controle Automático de Geração
CERTS - Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions
CPU - Central Processing Unit
DFT - Discrete Fourier Transform
EDA - Equações Diferenciais e Algébricas
EdF - Electricité de France
EPRI - Electric Power Research Institute
FACTS - Flexible AC Transmission System
FTP - File Transfer Protocol
FFT - Fast Fourier Transform
GOES - Geostationary Operational Environmental System
GPS - Global Positioning System
IEEE - Institute of Electric and Electronics Engineers
IF - Interface Funcional
INMARSAT - International Maritime Satellite System
IP - Internet Protocol
ISO - Independent System Operator
LAN - Local Area Network
LEO - Low-Earth Orbiting
MOO - Modelagem Orientada a Objetos
ONS - Operador Nacional do Sistema
PC - Personal Computer
PG&E - Pacific Gas & Energy
PLC - Power Line Communications
PDC - Phasor Data Concentrator

PMU - Phasor Measurement Unit
PNNL - Pacific Northwest National Laboratory
PPS - Pulso Por Segundo
PPSM - Portable Power System Monitor
PSS - Power System Stabilizer
PSS/E - Power System Simulator for Engineering
RDP - Registrador Digital de Perturbações
RMS - Root Mean Square
SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition
SCE - Southern California Edison
SEE - Sistema de Energia Elétrica
SMF - Sistema de Medição Fasorial
SOC - Second of Century
TCP - Transmission Control Protocol
TVA - Tennessee Valley Authority
UDP - User Datagram Protocol
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina
UTC - Universal Time Coordinated
WAPA - Western Area Power Administration
WAM - Wide Area Networks
WAMS - Wide Area Measurement System
WECC - Western Electric Coordinating Council

Capítulo 1

1. Introdução

1.1. Características dos Sistemas de Energia Elétrica

Desde a instalação dos primeiros geradores e linhas de transmissão, os sistemas elétricos de potência têm se expandido no sentido de atender a demandas cada vez maiores. Considerando que o aumento de carga está fortemente correlacionado ao desenvolvimento econômico e ao crescimento do consumo, este processo deverá estar sendo intensificado nos próximos anos.

Em contrapartida, não só o número de unidades geradoras têm aumentado, como a própria topologia dos sistemas elétricos tem se modificado, tornando-se mais interligada e extensa, abrangendo grandes áreas geográficas. Além disto, observa-se a contínua incorporação de novas tecnologias de equipamentos, que adicionam novos mecanismos à dinâmica do sistema, ainda não plenamente modelados (VANTI, 2003).

Somadas a estes fatores, as incertezas decorrentes do processo de desregulamentação do setor elétrico têm acarretado postergações na decisão por novos investimentos na expansão dos sistemas de geração e transmissão.

Inserido neste contexto, o sistema elétrico brasileiro apresenta características bastante específicas, sendo formado por dois grandes subsistemas (Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste), interligados por uma extensa rede de transmissão, a chamada Interligação Norte-Sul. Em sistemas deste porte, distúrbios originados por desequilíbrios entre blocos de geração e de carga podem ocasionar variações expressivas na frequência, situações de colapso de tensão e mesmo a separação de partes da rede com a perda de importantes centros de carga (ONS, 2001).

Afora as particularidades do caso brasileiro, o cenário descrito é atualmente vivenciado por vários países. Como principal consequência, a complexidade operacional dos sistemas de energia elétrica tem aumentado sobremaneira, a medida em que estes são operados cada vez mais próximos

de seus limites de estabilidade, tornando-se assim menos tolerantes à ocorrência de perturbações e à saída de equipamentos.

Diante deste cenário, que impõe severas restrições operativas aos Operadores do Sistema, percebe-se a necessidade de um constante aprimoramento dos métodos e instrumentos dedicados à monitoração e ao controle da operação dos sistemas elétricos, em tempo real.

Dentre as novas tecnologias que vêm sendo propostas, a medição fasorial sincronizada tem recebido grande atenção de grupos de pesquisas e de empresas do setor elétrico, em âmbito mundial. Este novo sistema de medição destaca-se pelo uso das unidades de medição fasorial, mais conhecidas como PMUs (*Phasor Measurement Units*). Por utilizarem uma fonte eficaz de sincronização, fornecida pelo sistema GPS (*Global Positioning System*), as PMUs viabilizam a realização da medição de grandezas fasoriais em instalações geograficamente distantes, a uma taxa de até 60 medidas por segundo e com precisão angular adequada aos requisitos da maioria das aplicações de monitoração e controle. Tais características vêm ao encontro das necessidades tecnológicas atuais e representam um novo paradigma para a supervisão e controle do sistema em tempo real.

A medição fasorial sincronizada é uma tecnologia bastante recente e a investigação de suas potencialidades de aplicação tem sido tema de muitos trabalhos de pesquisa (JIANG et al., 2000a; JIANG et al., 2000b; KAMWA, 2001, KAMWA, 1998; NUQUI, 2001). Atualmente, experiências de implementações efetivas desta tecnologia são verificadas em poucos sistemas elétricos (BALLANCE et al, 2003; FAUCON, 1997; HAUER et al., 1999). Entretanto, acredita-se que este cenário deverá evoluir rapidamente, uma vez que operadores independentes de vários países têm manifestado interesse na instalação de unidades de medição fasorial (ELFORSK, 2000; ONS, 2001; RASMUSSEN, 2003; SAMUELSSON et al. 2002).

Até o presente momento, são raros os registros existentes no Brasil a respeito deste assunto (DECKER et al., 2004; GOMES et al., 1997) – tanto no que se refere à tecnologia em si, quanto as suas possíveis aplicações.

1.2. Objetivos do Presente Trabalho

O presente trabalho tem como objetivo a realização de uma avaliação do estado da arte sobre o tema, de modo a reunir informações acerca da

tecnologia de medição fasorial, sua origem, características técnicas e seu atual estágio de desenvolvimento e utilização.

Pertence também ao escopo deste trabalho, o desenvolvimento de uma ferramenta de simulação de sistemas de medição fasorial. Busca-se, por meio desta, a realização de experimentos que visam desenvolver e analisar metodologias, considerando a utilização de medições fasoriais na operação de sistemas de energia elétrica.

1.3. Estrutura do Texto

O estudo do estado da arte procura abordar aspectos relativos ao surgimento e à constituição da tecnologia de medição fasorial sincronizada, bem como o seu atual estágio de desenvolvimento e aplicação. Para tanto, no Capítulo 2 são contemplados os aspectos tecnológicos envolvidos na medição fasorial sincronizada. Descreve-se, neste capítulo, a origem e os fatores que possibilitaram o desenvolvimento desta tecnologia. São apresentados também os elementos que constituem um sistema de medição fasorial – PMUs, concentrador de dados e *links* de comunicação, especificando-se suas características e funcionalidades.

De modo a se obter uma visão geral do grau de desenvolvimento e dos tipos de aplicações que vêm atualmente sendo implementadas a partir de medições fasoriais, foram exploradas experiências realizadas em diversos países. Neste sentido, o Capítulo 3 dá prosseguimento ao estudo do estado da arte, investigando questões relacionadas à utilização e à implementação de aplicações que fazem uso da tecnologia de medição fasorial. São descritas experiências encontradas nos Estados Unidos, França e países nórdicos. Do mesmo modo, relata-se em que estágio se encontra o cenário brasileiro que, embora ainda não registre a instalação de PMUs, mostra-se propenso ao uso desta tecnologia (ONS, 2001).

No Capítulo 4 são descritos aspectos da concepção e implementação de uma ferramenta que permite a simulação de funções de monitoramento de sistemas elétricos, quando desempenhadas a partir de medições fasoriais. Tendo sido desenvolvida a partir da integração de módulos distintos de simulação (Simulador da Dinâmica, Simulador de Sistema de Medição Fasorial e Aplicativos de Visualização), descrevem-se as funcionalidades associadas a cada módulo e a forma como estes estão interconectados.

No Capítulo 5 relata-se a realização um experimento, que tem por finalidade validar a ferramenta de simulação desenvolvida. Os resultados obtidos são apresentados e comparados com dados provenientes da simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico monitorado.

Finalizando a elaboração do documento, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas a partir do presente trabalho, bem como suas principais contribuições.

Capítulo 2

2. Medição Fasorial Sincronizada

2.1. Aspectos Gerais

A partir do início da década de 60, a operação dos sistemas elétricos de potência evoluiu no sentido de ser realizada remotamente, através dos centros de controle. Estes centros, que passaram a representar um nível hierárquico superior na malha de controle do sistema, agregaram as funções de controle automático de geração (CAG) e de controle supervisão do sistema. O CAG tem como função controlar a geração das principais usinas, de modo a manter a frequência aproximadamente constante e dentro de uma faixa próxima ao seu valor nominal, bem como controlar o fluxo de potência nas linhas de interligação. O sistema supervisão executa o controle remoto de abertura e fechamento dos disjuntores e dispositivos para regulação de tensão (SIMÕES COSTA, 2002).

Motivado pelo subsequente desenvolvimento na área de computação e de telecomunicações, bem como pelas crescentes dificuldades em se coordenar informações e operar sistemas de potência cada vez mais interligados, a partir do sistema supervisão desenvolveu-se o sistema de monitoração baseado em requisitos de controle de segurança. O sistema de monitoração e controle de segurança engloba atividades como monitoração de segurança, seleção e análise de contingências, controle preventivo, entre outras (VANTI, 2000; SOUZA, 2002).

Atualmente, este sistema é implementado com base em dados provenientes de um conjunto de telemedidas redundantes, digitais e analógicas, que compõe o sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Estes dados, obtidos em intervalos regulares de tempo, são recebidos e processados através de ferramentas computacionais chamadas Configurator de Rede e Estimador de Estados, para que se conheça a configuração do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras. Entretanto, o processamento destas medidas não é imediato, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado real do sistema, mas sim

uma estimativa baseada na redundância das medidas do estado do sistema em um instante de tempo próximo, porém anterior ao tempo real.

No decorrer dos últimos anos, vários trabalhos de pesquisa (PHADKE, 1993; WILSON, 1994; HART et al., 2001) têm abordado a possibilidade da obtenção de medidas fasoriais e, atualmente, o desenvolvimento de um sistema de medição fasorial baseado em equipamentos denominados PMUs (*Phasor Measurement Units*) é uma realidade que se apresenta como uma forte tendência de utilização futura. Ao contrário do processo de estimação de estados, todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização fornecida por um sinal de GPS (*Global Positioning System*). Assim, este sistema realiza medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, possibilitando o conhecimento do real estado do sistema elétrico.

A partir da visão geral apresentada, sobre os recursos atualmente utilizados na operação dos sistemas elétricos, revela-se a importância do conhecimento das grandezas fasoriais associadas às barras do sistema, como sendo um dado essencial ao emprego das ferramentas implementadas de monitoração de segurança, análise de contingências, entre outras. Conforme previamente comentado, nos sistemas atuais, este perfil de tensões complexas é obtido através de estimação de estados, procedimento este que envolve um determinado tempo de processamento.

2.1.1. Origem e Desenvolvimento

O desenvolvimento de técnicas de medição baseadas no uso de computadores (conversão analógica/digital) possibilitou a obtenção de grandezas complexas por meio do processamento computacional dos sinais analógicos amostrados em um período de tempo. Sabe-se, todavia, que obter o perfil de tensões e correntes complexas de um sistema em um dado instante, significa dizer que as grandezas medidas e convertidas em fasores encontram-se sob uma referência comum, o que só é possível se estas são amostradas a partir da mesma base de tempo.

A tarefa de sincronização de amostragem torna-se bastante simples em se tratando de medições realizadas dentro de uma mesma subestação, visto que os pulsos de *clock* de amostragem podem ser facilmente distribuídos para os vários dispositivos de medição. O mesmo, entretanto, não se pode afirmar sobre a implementação de um sistema de medição fasorial em que

medidas devem ser efetuadas em subestações separadas por longas distâncias. Neste caso, a sincronização dos pulsos de amostragem não é realizada de modo trivial. Percebe-se então que, até recentemente, o principal fator limitante para a implementação efetiva deste sistema de medição residiu na dificuldade em se utilizar fontes eficazes de sincronização, capazes de determinar com precisão o instante da aquisição das medidas nos dispositivos de medição instalados por todo o sistema.

2.1.2. Fontes de Sincronização e o Sistema GPS

Reconhecendo a importância e as novas perspectivas que um sistema de medição fasorial traria às atividades de monitoramento e operação do sistema elétrico, muitas pesquisas e tentativas foram feitas no sentido de sincronizar os instantes de amostragem dos equipamentos em subestações remotas. Ao longo deste tempo, cogitou-se a utilização de diferentes meios de comunicação para se efetuar a distribuição dos pulsos de amostragem, tais como redes de fibra ótica, sinais AM (*Amplitude-Modulated*), microondas e mesmo sinais via satélite do sistema GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*). Todavia, nenhum demonstrou ser suficientemente eficaz para sincronizar os instantes de aquisição com a requerida precisão (PHADKE, 1993).

A partir do início da década de 90, por motivo da operação americana *Tempestade no Deserto*, realizada no Oriente Médio, tomou-se conhecimento do *Navstar Global Positioning System* – hoje amplamente conhecido como sistema GPS. Este sistema, utilizado inicialmente para fins militares e composto por 24 satélites dispostos em seis órbitas a uma altura de aproximadamente 16.000 quilômetros, foi inicialmente projetado com o objetivo de fornecer a instrumentos de navegação dados relativos a coordenadas de posição. Além disto, os satélites transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão da ordem de $1\mu\text{s}$, que pode ser recebido por estações receptoras na Terra (PHADKE, 1993).

Surge, com isto, a possibilidade de se utilizar este sinal de pulso como fonte de sincronização para as medidas fasoriais. Considerando a frequência de 60 Hz, um erro no pulso de sincronização da ordem de $1\mu\text{s}$, implica na existência de um erro da ordem de $0,021^\circ$ elétricos, o que satisfaz amplamente aos requisitos de precisão exigidos por qualquer aplicação

atualmente vislumbrada para um sistema de medição fasorial (PHADKE, 1993).

Em um futuro próximo, haverá também a possibilidade do uso dos sistemas INMARSAT (*International Maritime Satellite System*) e Galileu que, quando devidamente consolidados, apresentarão uma alternativa ao uso da fonte GPS, visto que estes sistemas disponibilizarão sinais de pulso que também preencherão aos requisitos de precisão e confiabilidade atualmente exigidos (IEEE, 2001).

2.1.3. Sistema de Medição Fasorial Sincronizada

O elemento base que constitui um sistema de medição fasorial é a unidade de medição fasorial, chamada PMU. Entretanto, a estrutura deste sistema também depende de outros equipamentos, como as estações de recepção do sinal de GPS, o concentrador de dados e *links* de comunicação entre as PMUs e o concentrador.

Os aspectos particulares que compreendem cada um destes equipamentos são abordados neste capítulo. A estrutura geral de um sistema de medição de fasores pode ser representada pela ilustração da Figura 2.1.

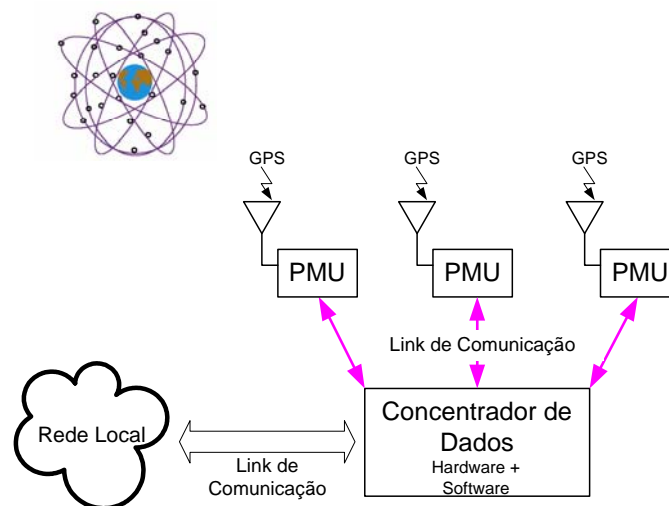


Figura 2.1 – Visão Geral de um Sistema de Medição Fasorial

A recepção do sinal de um pulso por segundo, emitido pelo sistema GPS, fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados de forma sincronizada. De modo geral, as grandezas amostradas constituem-se das tensões trifásicas nas barras e correntes trifásicas nas

linhas, transformadores e alimentadores das subestações (HART et al., 2001).

A partir dos dados amostrados, as tensões e correntes complexas de sequência positiva são calculadas com base no mesmo instante de tempo utilizando-se a Transformada Discreta de Fourier (PHADKE, 1993).

Seguindo o formato determinado pelo padrão IEEE 1344, os fasores calculados pelas PMUs são enviados, através de canais adequados de comunicação, ao concentrador de dados. Este equipamento, por sua vez, reunindo as medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, dispõe de um ‘retrato’ do estado do sistema, em tempo real.

2.1.4. Aplicações da Tecnologia de Medição Fasorial

As futuras aplicações e o impacto que esta nova tecnologia terá na operação dos sistemas elétricos têm sido tema de muitos estudos e discussões. Entretanto, já é possível se vislumbrar a possibilidade de mudanças substanciais na filosofia atualmente empregada para o controle de sistemas elétricos, visto que, por meio da tecnologia de medição fasorial a realimentação das malhas de controle poderá ser feita a partir de grandezas relacionadas a instalações geograficamente distantes.

O próprio processo de estimação de estados deverá sofrer significativas modificações, alterando parte dos atuais programas computacionais que se destinam a estimar as tensões complexas das barras do sistema. Atualmente, é necessária a resolução de um sistema de equações bastante dispendioso computacionalmente e, devido à lentidão do processo, a presente tecnologia é incapaz de fornecer informações sobre o estado dinâmico do sistema (HART et al., 2001). Acredita-se que através da medição fasorial, grande parte do atraso inerente ao processo será eliminada e os centros de operação poderão avançar no sentido do aprimoramento dos instrumentos de análise de segurança da operação em tempo real.

Também no que se refere à proteção de sistemas elétricos, especialmente controle de estabilidade e perda de sincronismo, muitas pesquisas vêm sendo feitas e projetos pilotos sendo implementados.

2.2. Constituição dos Sistemas de Medição Fasorial

Atualmente, os trabalhos de pesquisa que retratam a questão dos sistemas de medição fasorial e suas possíveis aplicações, têm sido unânimes

em considerar a estrutura apresentada na seção anterior (Figura 2.1) como sendo a forma padrão na qual estes sistemas de medição têm sido estruturados (PHADKE, 1993; WILSON, 1994; HART et al., 2001).

Todavia, no trabalho em que se descreve uma aplicação do monitoramento do sistema através de medições fasoriais, FAUCON (1997) aborda a possibilidade de se utilizar diferentes arquiteturas para compor este sistema de medição. Considerando que os mecanismos de proteção requerem um curto tempo de reação e um alto grau de confiabilidade, diferentes estruturas foram comparadas segundo requisitos de eficiência, confiabilidade e custo. Este estudo, que considerou a utilização de uma arquitetura descentralizada (em que cada PMU distribuiria suas medidas para todas as demais PMUs), acabou por identificar a estrutura centralizada (em que as medições são todas enviadas ao concentrador de dados), como sendo a mais adequada ao atendimento destes requisitos.

Portanto, as referências que serão feitas aos sistemas de medição fasorial no decorrer deste trabalho terão como base a arquitetura centralizada, em que o fluxo de dados ocorre no sentido das PMUs para o concentrador de dados, sendo este um elemento único em uma determinada área de controle.

A partir deste ponto, surge a necessidade de se abordar em maior detalhe os elementos principais que constituem um sistema de medição fasorial, sendo estes: a unidade de medição fasorial (PMU), o concentrador de dados e os *links* de comunicação existentes entre as PMUs e o concentrador.

2.2.1. A Unidade de Medição Fasorial

2.2.1.1. Estrutura Básica

A PMU é o elemento no qual o sistema de medição fasorial está baseado. É este equipamento que realiza a aquisição das tensões e correntes das barras do sistema, processa os dados amostrados, efetuando assim a medição das grandezas fasoriais, para, em seguida, enviá-las ao concentrador de dados.

A estrutura da PMU pode ser compreendida de modo simplificado a partir da Figura 2.2. Basicamente, este equipamento é composto por um sistema de aquisição – a que pertencem os filtros *anti-aliasing*, o circuito

oscilador (*phase-locked oscillator*) e o módulo de conversão analógica/digital; e por um microprocessador que realiza o tratamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal de GPS. Esta estrutura proposta (PHADKE et al., 1994) tem se mantido ao longo dos anos, tendo sido utilizada em desenvolvimentos recentes da tecnologia de medição fasorial (DECKER et al., 2004)

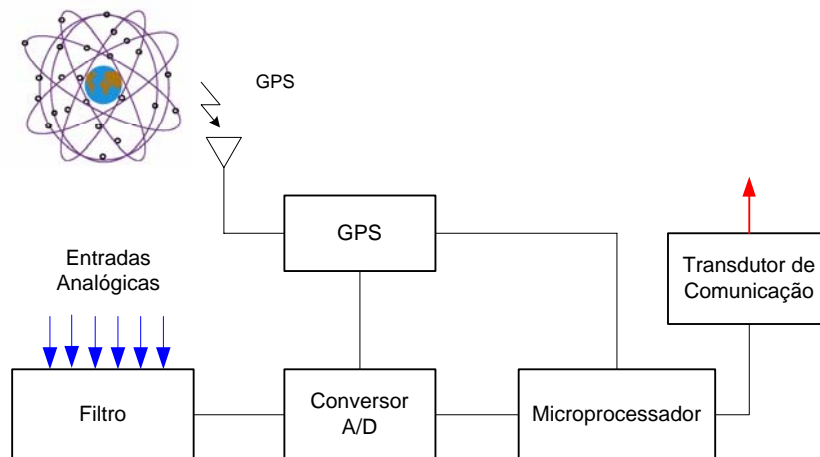


Figura 2.2 – PMU: Estrutura Básica

2.2.1.2. Processo de Medição Fasorial

Continuamente, o sistema GPS envia para as estações receptoras o sinal de um pulso por segundo (PPS). Considerando que este trem de pulsos é enviado com precisão maior do que $1\mu s$ e que pode ser recebido por estações distantes entre si com igual precisão, concretiza-se a possibilidade de fazer com que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em pontos pertencentes a diferentes subestações.

Deste modo, a partir dos secundários dos transformadores de corrente e de potencial, são realizadas aquisições simultâneas dos sinais analógicos de corrente e tensão, respectivamente. Cabe lembrar que, anterior a este processo, ocorre a filtragem dos sinais amostrados, com o objetivo de evitar o efeito de *aliasing*¹.

Sincronizadas as medidas, o sinal de 1 PPS é dividido em um número maior de pulsos, de modo a aumentar o número de amostras dentro do período de um segundo. Segundo PHADKE et al. (1994), uma taxa de

¹ aliasing: criação de uma falsa frequência durante o processo de amostragem, devido à uma baixa taxa de amostragem. Para se evitar este efeito, a taxa de amostragem – chamada de taxa de Nyquist, deve ser maior do que o dobro da maior componente de frequência que se deseja medir.

amostragem de 720Hz, que na frequência nominal de 60Hz equivale a 12 aquisições por ciclo, tem se mostrado suficiente em muitas aplicações. Observa-se, portanto, que este requisito não representa atualmente, um desafio tecnológico a ser superado, uma vez que RDPs (Registradores Digitais de Perturbações) e alguns relés de proteção realizam amostragens com taxas de aquisição superiores à 5000 Hz.

Realizada a conversão A/D (Análogica/Digital), diferentes métodos podem ser empregados no tratamento dos dados, de modo a se efetuar a medição das grandezas fasoriais. Entre estes, há o processo de medição por demodulação ou ainda o método baseado na passagem por zero (*zero-crossing*) das ondas. No entanto, a Transformada Discreta de Fourier (DFT) é hoje a ferramenta matemática mais utilizada no tratamento das amostras de tensões e correntes do sistema (PHADKE et al., 1994).

Na prática, a conversão das amostras em medidas fasoriais através da DFT resume-se à implementação da seguinte expressão matemática:

$$\dot{X} = \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (X_C - jX_S) \quad (2.1)$$

Onde:

$$X_C = \sum_{K=1}^N x_K \cos K\theta \quad (2.2)$$

$$X_S = \sum_{K=1}^N x_K \sen K\theta \quad (2.3)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f\tau \quad (2.4)$$

Sendo que N representa o número de amostras realizadas em um período da frequência nominal do sistema (f) e τ o intervalo de amostragem correspondente.

Considerando que a DFT realiza o tratamento de dados adquiridos simultaneamente nos diferentes pontos de medição, tem-se a garantia de que os fasores resultantes encontram-se sob a mesma referência temporal e podem, portanto, ser utilizados para se conhecer o estado real do sistema em um dado instante.

Todavia, ainda que esta ferramenta possa ser implementada com facilidade, o fato da equação (2.1) representar um cálculo não recursivo implica em um certo desperdício de esforço computacional. Desta forma,

com o objetivo de se implementar um algoritmo mais eficiente, utiliza-se normalmente a DFT em sua forma recursiva.

Considerando $X(r)$ como sendo a medida fasorial correspondente ao conjunto de amostras $x\{k = r, (r+1), \dots, (N+r-1)\}$ e assumindo a existência de um novo conjunto de dados $x\{k = (r+1), (r+2), \dots, (N+r)\}$, o fasor $X(r+1)$ correspondente será obtido a partir da expressão:

$$X(r+1) = X(r) + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{2}{N} (x_{N+r} - x_r) \mathcal{E}^{-jr\theta} \quad (2.5)$$

Além do ganho computacional, o uso da expressão recursiva confere à medição o benefício de evitar o defasamento angular entre os fasores obtidos sucessivamente a cada processamento de uma nova série de amostras (PHADKE et al., 1994).

Obtidas as medidas de correntes e tensões de linha, a componente de seqüência positiva pode ser facilmente calculada pelo microprocessador interno à PMU e, considerando que o sistema opera em regime permanente e com freqüência nominal, este conjunto de tensões e correntes de seqüência positiva reunidas fornecem o estado real do sistema elétrico.

Observa-se, entretanto, que uma das particularidades da Transformada Discreta de Fourier é o fato de que o uso desta ferramenta matemática fornece como resultado de módulo de fasor apenas a componente de freqüência fundamental dos sinais amostrados. Portanto, no caso do sistema estar operando em regime permanente, o cálculo da DFT é exato, considerando que as aquisições são realizadas a taxas de amostragem razoáveis. O mesmo não se pode afirmar quando da ocorrência de perturbações, que introduzem nas ondas de tensões e correntes outras componentes de freqüência. Neste caso, a DFT pode apenas estimar as medições outrora obtidas (WILSON, 1994).

Na busca de uma maior precisão de cálculo, a metodologia empregada para a obtenção dos fasores é um dos pontos abordados em uma nova norma, denominada PC37.118, que padroniza o uso de medidas fasoriais em sistemas de potência. Embora esteja em processo de elaboração por um comitê de membros do IEEE (*Institute of Electric and Electronics Engineers*), ao ser publicada esta norma irá propor que as magnitudes de tensão e corrente sejam obtidas a partir do cálculo dos valores RMS (*Root Mean Square*) das amostras realizadas, aproveitando do cálculo da DFT apenas o

resultado de ângulo obtido. Desta forma, o processo de medição fasorial será alterado, fazendo com que os fasores de tensão e corrente obtidos pelas PMUs passem a ser compostos por um cálculo de valor RMS e um cálculo de DFT, para que se determinem os valores de módulo e ângulo separadamente.

2.2.1.3. Formatação das Medidas Fasoriais

Após o processo de medição, as medidas são formatadas segundo o padrão IEEE 1344 (IEEE, 2001), para serem então enviadas ao concentrador de dados.

Considerando o estágio atual de conhecimento e aplicação dos sistemas de medição fasorial, bem como o desenvolvimento futuro desta tecnologia, o padrão IEEE 1344 tem como objetivo estabelecer um formato comum para as medidas fasoriais, facilitando assim a transmissão de dados e informações entre os equipamentos que compõe o sistema, sejam estes unidades de medição ou concentradores de dados. Além disto, é também objetivo deste documento estabelecer critérios de medição de modo a garantir que equipamentos fabricados por diferentes empresas apresentem medidas coerentes entre si.

Desta forma, o padrão IEEE 1344 enumera requisitos para a sincronização de amostragem e conversão de dados para fasores, bem como determina formatos específicos para os dados de etiquetas de tempo e envio das medidas fasoriais por parte das PMUs.

No que diz respeito aos requisitos da fonte de sincronização, a norma estabelece que o sinal deve ser transmitido a todos os locais onde se realizam medições, fornecendo a informação do segundo do século (SOC – *Second of Century*) de acordo com a UTC (*Universal Time Coordinated*) a uma taxa de 1 PPS, com uma disponibilidade superior a 99,87% – equivalente a uma hora de falha por mês. Além disto, o sinal de sincronização deverá ser suficientemente preciso de modo a permitir que os equipamentos de medição fasorial mantenham-se em sincronismo dentro da faixa de 1 μ s, incluindo os erros associados ao recebimento local do sinal e à fonte de sincronização.

Ao abordar os aspectos relacionados à transmissão dos dados, o padrão IEEE 1344 considera que as PMUs podem enviar ao concentrador de dados três tipos de informações, organizadas em pacotes compostos por uma seqüência de bits, chamados *frames*. Obrigatoriamente, todos os *frames* devem especificar o tempo ao qual a informação se refere (fornecido pelo

SOC) e o tipo de dado que está sendo enviado. Embora a norma cogite a possibilidade de envio de outros tipos de informações no futuro, atualmente apenas os seguintes *frames* estão definidos:

“*Frame de Dados (Data Frame)*”:

Sendo este o único tipo de dado transmitido pelas PMUs durante o estado de operação normal do sistema de medição, este *frame* envia ao concentrador de dados as medidas fasoriais dos canais monitorados, o desvio de frequência do sistema, a taxa de variação desta e as informações sobre o estado dos canais digitais.

“*Frame de Cabeçalho (Header Frame)*”:

Embora a norma não especifique o conteúdo deste tipo de *frame*, é previsto que este será um arquivo ASCII contendo informações relacionadas a PMU, transdutores, algoritmos e filtros analógicos utilizados.

“*Frame de Configuração (Configuration Frame)*”:

Este tipo de *frame* deverá ser transmitido por meio de um arquivo binário, contendo informações que possibilitem ao concentrador de dados conhecer a configuração da PMU no sistema de medição fasorial. Para tanto, as seguintes informações deverão compor este pacote: nome da PMU instalada, o número de fasores a serem medidos, o número de canais digitais monitorados, os nomes de cada canal – suas unidades e fatores de conversão no caso dos canais analógicos, a frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medições.

É importante citar o fato de que esta norma não define completamente todas as questões relacionadas à troca de informações entre PMUs e PDC e que, portanto, deve ser utilizada em conjunto com outros documentos, citados em IEEE (2001). Até 2005, está prevista a publicação de uma nova norma, denominada PC37.118, que substituirá o padrão IEEE 1344. Este documento, além de propor novas metodologias para o cálculo das grandezas complexas, como o uso do valor RMS para a obtenção das magnitudes de tensão e corrente, deverá contemplar questões outrora não abordadas, como a definição de taxas mínimas para o envio de *frames*, procedimentos de testes para PMUs, entre outras.

2.2.2. O Concentrador de Dados

Embora haja um número crescente de trabalhos de pesquisa retratando o uso e possíveis aplicações de sistemas de medição fasorial, assim como o

claro interesse por parte de operadores independentes de diversos mercados de energia elétrica, poucas companhias atualmente dispõe de um sistema de medição fasorial constituído.

A BPA (*Bonneville Power Administration*) seguida da SCE (*Southern California Edison*), ambas companhias norte-americanas pertencentes ao WECC (*Western Electric Coordinate Council*), destacam-se como sendo as primeiras empresas a utilizar medições realizadas por PMUs para fins de monitoramento e análises pós-perturbações (ELFORSK, 2000). Por este motivo, grande parte das informações contidas a respeito das atribuições do concentrador de dados e do modo como as medidas têm sido recebidas e armazenadas, baseiam-se na experiência destas empresas. Todavia, uma vez que o processo de implementação desta tecnologia encontra-se em estágio inicial, é importante salientar que os aspectos relativos ao concentrador de dados a seguir retratados estão em processo de desenvolvimento e não constituem um padrão estabelecido.

2.2.2.1. Definição e Funções Básicas

O concentrador de dados, referido como PDC (*Phasor Data Concentrator*), é um elemento único em um sistema de medição de uma determinada área de controle e tem como principal função receber e reunir de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para o uso em aplicações.

Nas instalações da BPA e SCE, as PMUs enviam as medidas fasoriais das tensões e correntes de seqüência positiva para o concentrador de dados a uma taxa de 30 fasores por segundo (ELFORSK, 2000). Os dados são recebidos pelo PDC de forma assíncrona e, utilizando as etiquetas de tempo (*time-tags*) com as quais são formatados, são ordenados de modo a formar conjuntos de medidas fasoriais referentes ao mesmo instante de tempo. Além das medidas fornecidas pelas PMUs, existe a possibilidade de haver intercâmbio de informações entre concentradores de dados, como o que ocorre através do canal de comunicação que liga os sistemas controlados pela BPA e a SCE (BALLANCE et al., 2003; ELFORSK, 2000; CEC, 1999).

Este processo é realizado continuamente, gerando um fluxo de dados capaz de representar o estado do sistema de forma bastante próxima à situação em tempo real, e que pode ser armazenado em memória ou apresentado graficamente em monitores. Estas funções podem ser

normalmente executadas utilizando-se computadores pessoais e, portanto, cabe ao concentrador de dados direcionar o fluxo de informações para estes terminais.

Considerando o papel centralizador desempenhado pelo PDC, as implementações realizadas pelo BPA e SCE consideram atribuição deste equipamento monitorar o estado do sistema de medição fasorial, no que se refere à disponibilidade e funcionamento das unidades de medição. Através deste monitoramento, o PDC deve ainda verificar junto às PMUs a existência de perturbações no sistema elétrico e, caso alguma medição aponte para isto, os dados a serem recebidos na seqüência devem ser armazenados por um determinado período de tempo (normalmente 3 minutos).

2.2.2.2. Estrutura Física e Aplicativos de Software

Todas as funções anteriormente descritas são realizadas por meio da implementação de rotinas computacionais, executadas com o uso de programas que operam em tempo real.

Segundo o relatório de especificação do uso de medidas fasoriais para operação e monitoramento de sistemas elétricos emitido pela CERTS (*Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions*, 2000) os PDCs instalados operam atualmente utilizando as seguintes rotinas:

PMU Data Acquisition Program

Tem como função receber os arquivos de dados enviados pelas PMUs e por outros PDCs e correlacioná-los, através das etiquetas de tempo para, em seguida, escrevê-los em um *buffer* circular de memória.

PMU Data Storage Program

Programa que tem como função verificar as entradas de dados à procura de perturbações sinalizadas por alguma PMU. Ao ser detectada esta situação, o PDC deve criar um arquivo com os dados do sistema referentes aos 55 segundos anteriores à ocorrência do evento e aos 3 minutos decorrentes a este.

PMU Data Broadcasting Program

Trata-se de uma rotina de distribuição de dados que faz a leitura de cada linha do *buffer* circular de memória tão logo esta é preenchida e transmite os dados recebidos para qualquer aplicativo implementado ao sistema de medição.

PMU Self-Monitoring Program

Executa as funções de monitoramento das funções do PDC e das PMUs instaladas, além de manter um arquivo com o histórico das falhas de todas as PMUs, perdas de sincronismo, erros de transmissão e falhas nas rotinas do concentrador de dados.

A respeito de sua estrutura física, o PDC é constituído de uma Unidade de Processamento Central (CPU) com capacidade suficiente para realizar o tratamento dos dados em tempo real, um disco rígido de memória para a gravação de perturbações, entradas seriais para a recepção das medidas fasoriais e terminais de saída para envio de dados para outros processadores.

Através da ilustração da Figura 2.3 é possível adquirir uma idéia mais clara de como o concentrador de dados está inserido no sistema de medição fasorial, sua importância e de que forma ocorre a interface com os demais componentes do sistema.

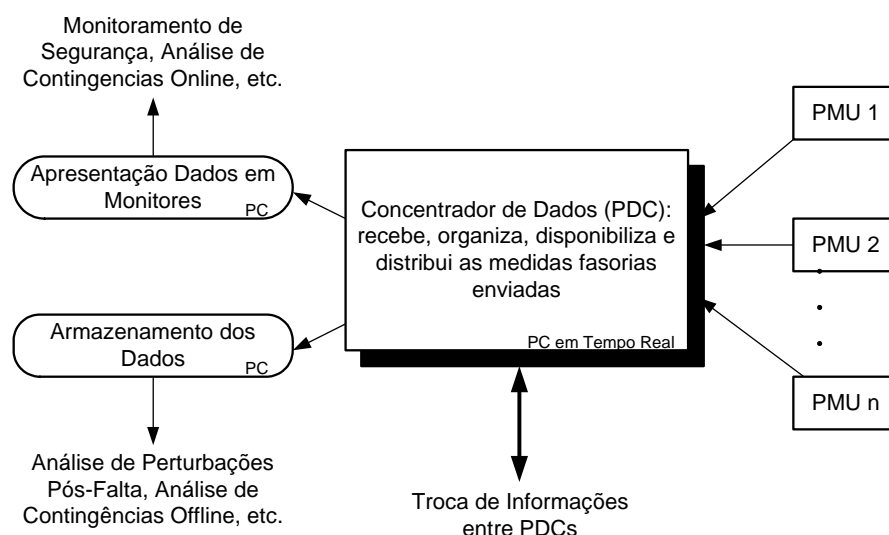


Figura 2.3 – PDC: Funções Básicas

2.2.3. Canais de Comunicação

Considerando a estrutura e operação dos sistemas de medição fasorial, os canais de comunicação têm como função claramente definida viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o PDC, assim como permitir a troca de informações entre PDCs de diferentes áreas.

Atualmente, os canais de comunicação considerados para uso em sistemas de medição fasorial incluem opções de estruturas que operam tanto através de meios físicos específicos quanto através de tecnologia sem fio,

amplamente denominada *wireless*. A opção pelo emprego desta tecnologia implica no uso canais de microondas ou de sistemas de satélites, sendo que hoje o mais cogitado seria o sistema LEO (*Low-Earth Orbiting*). No que se refere ao emprego de tecnologias ‘com fio’, diversas são as escolhas possíveis, entre estas o uso de linhas telefônicas, cabos de fibra ótica ou mesmo a rede de baixa e média tensão, o que pressupõe o emprego de tecnologia PLC (*Power Line Communication*) (NADUVATHUPARAMBIL, 2002).

Poucos trabalhos foram até hoje realizados abordando a questão dos atrasos de comunicação envolvidos na transmissão de dados dos sistemas de medição fasorial. Sabe-se, entretanto, que o desempenho e a rapidez no envio de informações estão associados com o tipo de canal de comunicação escolhido.

Haja vista que muitas das aplicações vislumbradas para o uso futuro deste sistema (controle e operação em tempo real, por exemplo) requerem altas taxas de atualizações de dados, é possível se estabelecer uma estreita relação entre o tipo de aplicação desejada e o requisito de eficiência do canal de comunicação. Considera-se, no entanto, que todas as estruturas anteriormente citadas podem ser utilizadas para correções em tempo real de situações de instabilidades que podem levar ao colapso do sistema elétrico. Neste caso, as vantagens e desvantagens de cada canal de comunicação devem ser avaliadas de modo a se escolher a opção mais adequada, que corresponda aos requisitos financeiros e técnicos, determinados pelas características particulares de cada sistema de potência (NADUVATHUPARAMBIL, 2002).

Capítulo 3

3. Utilização e Desenvolvimento dos Sistemas de Medição Fasorial

3.1. Introdução

A medição fasorial sincronizada é uma tecnologia bastante recente e a identificação de suas aplicações tem despertado grande interesse da comunidade científica, uma vez que este tema tem sido abordado no desenvolvimento de muitos trabalhos de pesquisa. Embora existam projetos englobando o uso de PMUs em diferentes lugares, a ampla exploração de suas potencialidades ainda é uma realidade futura. Entretanto, operadores de sistemas elétricos de vários países têm dado o primeiro passo neste sentido, instalando unidades de medição fasorial em suas subestações e utilizando os dados obtidos para finalidades específicas.

Atualmente, as experiências relatadas com PMUs estão relacionadas com a monitoração de perturbações (BALLANCE et al., 2003; RASSMUSSEN, 2003), controle de emergência (FAUCON, 1997) e implementações de caráter experimental (SAMUELSSON, 2002). Neste âmbito, o presente capítulo compõe parte da análise do estado da arte e procura registrar as experiências envolvendo a utilização de sistemas de medição fasorial, identificadas em sistemas de energia elétrica de diferentes países. Busca-se, através deste estudo, apontar as perspectivas futuras de desenvolvimento desta tecnologia em termos de aplicações. Considerando também o aspecto relativo à realização de outros trabalhos de pesquisa, o domínio destas informações fornece subsídios para a identificação de possíveis linhas de investigação e determinação de tópicos que poderão ser contemplados posteriormente.

Vários países apresentam estudos e relatos de implementações que têm por objetivos desenvolver as potencialidades dos sistemas de medição fasorial instalados, tais como Japão, China, Estados Unidos, Dinamarca, Islândia, entre outros. Todavia, maior atenção foi dedicada às experiências

registradas na França, nos países escandinavos integrantes do Nordel e nos Estados Unidos, por apresentarem as mais ricas documentações técnicas de acesso público. Do mesmo modo, relata-se o estágio em que se encontra o cenário brasileiro que, embora ainda não registre a instalação de PMUs, manifesta um crescente interesse pelo assunto.

3.2. Estados Unidos

O sistema elétrico norte-americano é coordenado por diferentes órgãos independentes de operação (os chamados ISO – *Independent System Operator*) e compreende, portanto, vários subsistemas. Até o presente momento, o maior número de registros e as mais diversificadas experiências utilizando PMUs encontram-se neste país, onde mais de dez subsistemas, administrados por diferentes companhias, possuem unidades de medição fasorial instaladas em suas subestações.

O nível de desenvolvimento desta tecnologia é, contudo, bastante distinto entre os casos registrados. Enquanto os sistemas administrados pelo TVA (*Tennessee Valley Authority*) e AEP (*American Electric Power*) têm recentemente buscado a retomada de suas primeiras experiências, relatadas por CEASE (1994) e SCHULZ (1989), alguns sistemas componentes do WECC (*Western Electric Coordinating Council*), motivados pelo projeto WAMS (*Wide Area Measurement System*), já buscam o desenvolvimento de ferramentas de monitoramento do sistema elétrico utilizando medidas fasoriais (CERTS, 2000; HAUER, 2003; BALLANCE et al., 2003).

Em vista disto, este trabalho concentra suas atenções nas experiências registradas pelos sistemas administrados pela SCE (*Southern California Edison*) e BPA (*Bonneville Power Administration*), ambos componentes do WECC; embora as aplicações registradas na interligação Flórida-Geórgia e nos sistemas do TVA e AEP sejam também abordadas brevemente.

3.2.1. O Projeto WAMS

Ao final do ano de 1989, as empresas BPA (*Bonneville Power Administration*) e WAPA (*Western Area Power Administration*) uniram-se ao Departamento de Energia norte-americano e estabeleceram o que seria a primeira etapa do projeto WAMS (*Wide Area Measurement System*), que tinha como objetivo inicial determinar as necessidades, em termos de pesquisa e

desenvolvimento, relativas à operação futura dos sistemas elétricos em ambientes desregulamentados.

O desenvolvimento do trabalho apontou o fato de que o estabelecimento de um mercado de energia elétrica sob competição impõe às empresas do setor um cenário mais incerto, e que o modo mais eficiente para suprir as exigências futuras seria através de melhorias nos instrumentos utilizados no controle da operação dos sistemas. Não obstante, constatou-se que o aprimoramento destas funções requer a obtenção de medições amplas do sistema elétrico, que forneçam um maior conhecimento das características e do comportamento do mesmo (HAUER et al., 1999). Estas idéias foram as principais contribuições obtidas, uma vez que possibilitaram o desenvolvimento de uma visão mais apurada dos sistemas elétricos futuros e determinaram as etapas seguintes do projeto.

Nos anos subseqüentes, o projeto WAMS passou a ser desenvolvido em outros subsistemas do WECC, agregando esforços conjuntos do EPRI (*Electric Power Research Institute*), universidades (Virginia Tech, Cornell University, entre outras) e laboratórios de pesquisa (*Sandia*, PNNL – *Pacific Northwest National Laboratory*). Paralelamente, foi consolidado o desenvolvimento das primeiras PMUs e, através de alguns projetos, o WAMS passou a dedicar esforços na implementação de sistemas de medição fasorial. Neste contexto, destaca-se o projeto RP 3717, lançado pelo EPRI em 1993, que promoveu a instalação das primeiras PMUs comercialmente desenvolvidas, nos sistemas da BPA, WAPA, SCE, entre outros pertencentes ao WECC (BHARGAVA, 1999).

Atualmente, as chamadas “tecnologias WAMS” englobam não apenas PMUs, mas também PDCs, PPSMs (*Portable Power System Monitor*) e todos os equipamentos e ferramentas de análise que viabilizam realizar e interpretar medidas amplas dos sistemas de energia elétrica. Recentes relatórios publicados pela BPA (HAUER, 2003) mostram que vários sistemas membros do WECC participam e utilizam os conhecimentos e tecnologias desenvolvidas pelo projeto WAMS. Entretanto, os sistemas da SCE e BPA são os que têm apresentado os mais adiantados resultados relativos à implementação e uso dos sistemas de medição fasorial.

3.2.1.1. O Sistema SCE (*Southern California Edison Co.*)

O sistema elétrico administrado pela SCE compreende uma grande parte da área englobada pelo WECC que, por sua vez, estende-se por toda a costa oeste americana, do norte do México ao sul do Canadá. A topologia deste sistema caracteriza-se pela presença de longas linhas de transmissão, elos de corrente contínua e dispositivos FACTS, enquanto que a ocorrência de oscilações inter-áreas (na faixa entre 0,2 e 1Hz) é uma das principais preocupações em relação ao comportamento dinâmico.

Segundo BALLANCE et al. (2003), a origem dos fatores que motivam o interesse pelas informações fornecidas por sistemas de medição fasorial reside no processo de desregulamentação pelo qual o sistema norte-americano tem passado. Ao longo dos últimos anos, as incertezas geradas por esta transição têm se refletido em vários aspectos, tais como: dificuldades na expansão dos sistemas de transmissão e sobre-carregamento das linhas, aumento do número de produtores independentes (tendência à geração distribuída) e um crescente grau de interdependência dos sistemas. A conjunção de todos estes fatores resulta em um aumento significativo da complexidade operativa dos sistemas de energia elétrica, levando à necessidade de desenvolvimento de novas ferramentas para a monitoração dos mesmos.

A implementação de um sistema de medição fasorial foi iniciada a partir de 1995 quando, sob o escopo do projeto RP 3717, foram instaladas quatro PMUs e um concentrador de dados. Após o término deste projeto, a SCE deu prosseguimento ao desenvolvimento desta tecnologia, juntamente com a BPA (BHARGAVA, 1999). Até 2003, o sistema de medição passou a ser constituído por 11 PMUs, que enviam medidas fasoriais sincronizadas para o PDC através de um canal digital de fibra ótica de alta velocidade (BALLANCE et al., 2003).

Além disto, um canal analógico de microondas interconecta os concentradores de dados dos sistemas da BPA e SCE, permitindo o intercâmbio de informações entre ambos e sugerindo a criação de uma hierarquia composta por concentradores locais e concentradores globais, que poderá ser tema de futuros estudos.

O desenvolvimento das aplicações tem se baseado na análise posterior dos registros fasoriais, reunidos e armazenados pelo concentrador de dados.

Embora estes registros sejam realizados mesmo quando o sistema encontra-se em regime normal de operação, é durante a ocorrência de eventos que se tem obtido as informações mais significativas para os propósitos atuais.

Um exemplo é apresentado pelos registros fasoriais das Figura 3.1– 3.3, que retratam o comportamento do sistema quando da abertura da linha Alberta – British Columbia, ocorrida em 4 de agosto de 2000.

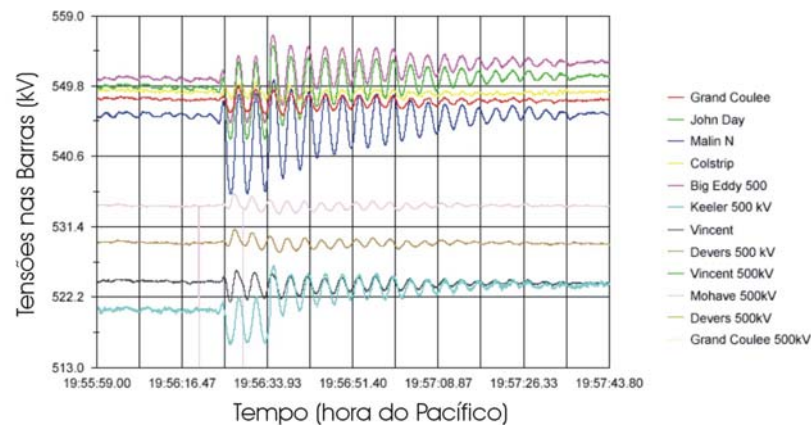


Figura 3.1 – Magnitude de Tensão nas Barras (Extraída de BALLANCE et al., 2003)

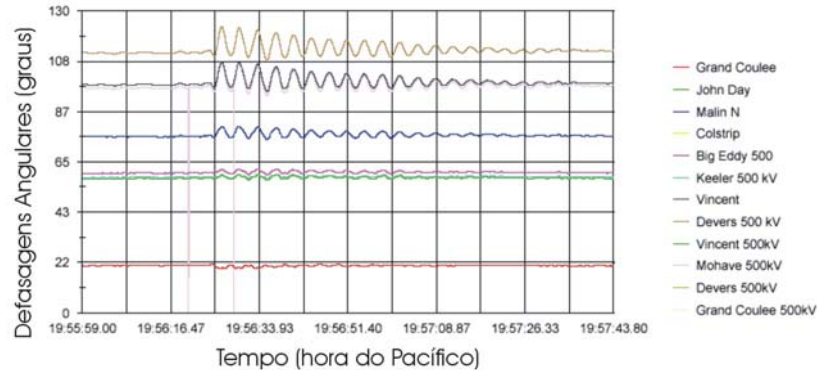


Figura 3.2 – Ângulo de Tensão nas Barras (Extraída de BALLANCE et al., 2003)

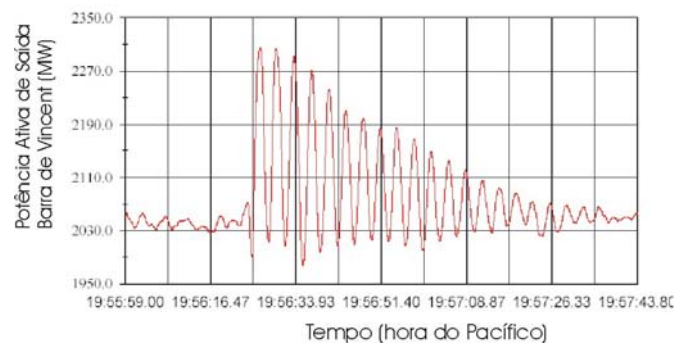


Figura 3.3 – Potência Ativa na Barra de Vincent (Extraída de BALLANCE et al., 2003)

Neste caso, representou-se graficamente os dados relativos as tensões, ângulos e fluxos de potência ativa associados as barras do sistema, correspondentes ao minuto anterior à perturbação e aos dois minutos seguintes a esta.

Algumas aplicações efetivas deste sistema de medição fasorial são identificadas a partir da observação direta dos dados. A visão global do estado do sistema possibilita a rápida determinação das condições de operação pré-falta, bem como a seqüência de eventos decorrentes do distúrbio.

Por outro lado, são também apontadas aplicações relativas à validação dos modelos do sistema utilizados em estudos e simulações. Este caso, entretanto, requer o desenvolvimento de ferramentas de análise que possibilitem a identificação de parâmetros comparativos entre os sistemas real e modelado. Uma destas metodologias desenvolvidas destina-se à detecção dos modos dominantes de oscilação presentes no sistema e seus respectivos amortecimentos. O processamento dos registros de uma perturbação através da Transformada Rápida de Fourier (FFT – *Fast Fourier Transform*) fornece o espectro de freqüências associadas à grandeza considerada.

No exemplo em questão, esta análise foi realizada a partir dos fluxos de potência associados às linhas de uma determinada barra do sistema (Figura 3.3), de onde se obteve o espectro de freqüências representado pela Figura 3.4.

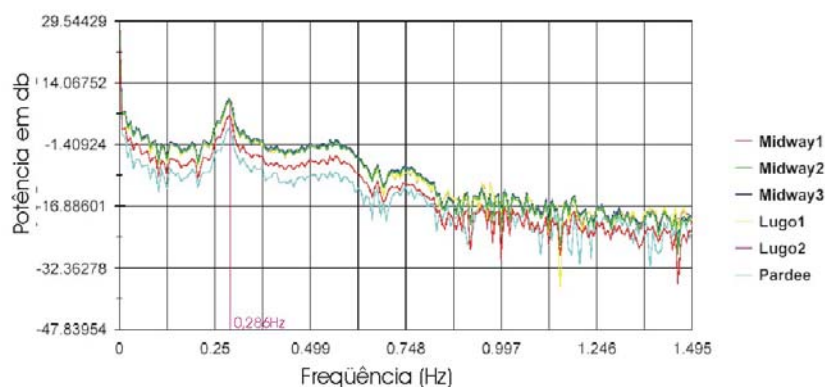


Figura 3.4 – Espectro de Freqüência das Potências Associadas à Barra de Vincent (Extraída de BALLANCE et al., 2003)

O resultado fornecido pela FFT revela a existência de modos dominantes que oscilam com a frequência aproximada de 0,286Hz. De modo similar, métodos tradicionais de análise no domínio do tempo possibilitam a identificação de seus amortecimentos. De posse destes dados, determina-se os autovalores do sistema para o ponto de operação considerado. Uma vez conhecidos alguns dos parâmetros reais do sistema elétrico, a sua comparação com os parâmetros anteriormente calculados permite que se validem modelos de simulações, ou mesmo que se aprimorem os projetos de controladores outrora realizados a partir de informações menos exatas.

Contudo, o interesse atual da SCE tem se concentrado no desenvolvimento de aplicações ligadas ao monitoramento do sistema (BALLANCE et al., 2003). Vários são os aspectos que se deseja monitorar, entre estes o desempenho dos sistemas de controle de geradores, o comportamento da carga em determinadas áreas e os níveis de estresse e estabilidade do sistema como um todo e de subsistemas integrantes.

A partir de estudos realizados, verificou-se que a diferença angular entre as tensões das barras de Grand Coulee (pertencente à BPA) e Devers fornece uma indicação razoável sobre o nível de estresse estático do sistema compreendido pelo WECC.

Reverendo o caso da abertura da linha Alberta – British Columbia através de um diagrama fasorial das tensões das barras do sistema (Figura 3.5), observou-se que no momento de ocorrência da perturbação a defasagem entre Grand Coulee e Devers aproximava-se de 90°, apontando um alto grau de carregamento do sistema.

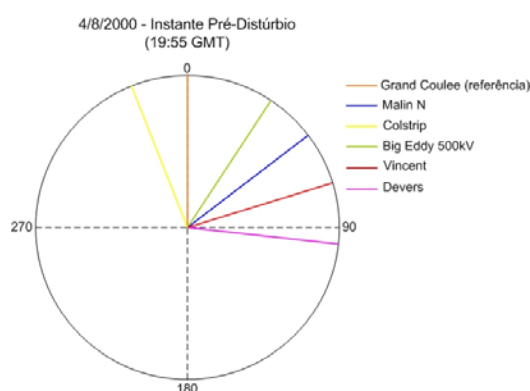


Figura 3.5 – Estado do Sistema Pré-Distúrbio (Extraída de BALLANCE et al., 2003)

Atualmente, a visualização gráfica dos registros fasoriais realizados é obtida após alguns minutos. Entretanto, a próxima etapa a ser alcançada é a implementação de ferramentas que possibilitem a visualização das grandezas fasoriais medidas em tempo real. Avalia-se que, com isto, as ferramentas de análise já desenvolvidas poderiam ser empregadas no monitoramento contínuo do sistema.

Sabe-se, todavia, que o nível de estabilidade de um sistema de energia elétrica está relacionado a amplos aspectos da operação deste, o que impede que se utilize a informação de defasagem angular entre uma ou mais barras do sistema como índices plenos de avaliação. Diante desta questão, acredita-se que trabalhos futuros deverão identificar qual o tipo de estudo deve ser feito sobre o sistema de modo a determinar índices de desempenho que, conjuntamente, revelem o grau de carregamento ao qual o sistema está submetido. A partir de então, poderia se avaliar da melhor maneira, de que forma as informações provenientes de sistemas de medição fasoriais poderiam ser empregadas no monitoramento em tempo real. Considera-se, contudo, que a informação relativa ao carregamento do sistema não é suficiente para se determinar o grau de estabilidade do mesmo. Estudos sobre a margem de segurança frente a possíveis contingências são de grande importância para uma correta avaliação.

3.2.1.2. O Sistema BPA (*Bonneville Power Administration*)

O sistema elétrico administrado pela BPA apresenta características bastante similares ao da SCE, com elos de corrente contínua e extensas linhas de transmissão, onde são registradas a ocorrência de oscilações interáreas.

O desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial na BPA é contemporâneo ao desenvolvimento das primeiras PMUs, uma vez que este sistema foi utilizado como área de testes para a instalação dos primeiros protótipos desenvolvidos pelo Virginia Tech em 1986 (MARTIN, 1997). Entretanto, as primeiras PMUs comercialmente desenvolvidas foram instaladas somente em 1993, sob o projeto EPRI RP 3717. Atualmente, dentre as empresas pertencentes ao WECC e participantes do projeto WAMS, a BPA destaca-se na liderança do processo de desenvolvimento de novas aplicações relacionadas ao uso de medidas fasoriais.

Até o ano 2000, o sistema de medição fasorial implementado contava com oito PMUs instaladas (CERTS, 2000), com a perspectiva de que este número fosse ampliado para treze PMUs até o final de 2003. Durante o processo de implementação de seu sistema de medição fasorial, a BPA empenhou-se no desenvolvimento de um concentrador de dados próprio, que hoje é utilizado por outras empresas ligadas ao WECC, como é o caso da SCE. Tão importante quanto a realização concreta deste concentrador, a definição das funcionalidades atribuídas a este equipamento (discutidas na Seção 2.2.2) representou uma grande contribuição no sentido de proporcionar uma visão mais clara das potenciais aplicações dos sistemas de medição fasorial.

Embora as questões relacionadas ao atual mercado de energia estabelecido não sejam explicitamente apontadas nas referências existentes, a BPA tem buscado, no desenvolvimento das tecnologias de medições amplas do sistema elétrico, lidar com os anseios freqüentemente associados a este cenário. Este fato é claramente percebido a medida em que as aplicações descritas têm procurado solucionar problemas relacionados ao aprimoramento dos processos de planejamento, operação e controle dos sistemas elétricos, determinação em tempo real das capacidades de transmissão das linhas, entre outros.

Aplicações desenvolvidas na BPA assemelham-se muito às descritas na SCE. A observação dos registros dos eventos tem contribuído na determinação das condições operativas do sistema no instante da falta, bem como na identificação da seqüência de eventos decorrentes desta. A exemplo da SCE, ferramentas de análise como a FFT tem possibilitado a validação de alguns modelos empregados na representação de elementos do sistema elétrico. Um resultado bastante significativo foi obtido após a análise dos dados referentes a um evento, ocorrido em 7 de Junho de 2000. Nesta ocasião, verificou-se que um conhecido modo de oscilação existente entre as regiões Norte-Sul (Canadá-Califórnia) apresentava na realidade um amortecimento duas vezes menor do que o modelado até então. A partir deste dado, ajustes foram realizados em alguns dos controladores envolvidos (HAUER, 2003).

Ao contrário da SCE, em que um período de tempo da ordem de minutos é requerido para que se disponha dos registros para visualização, as medidas fasoriais reunidas e organizadas pelo concentrador de dados do

sistema da BPA podem ser acompanhadas em tempo real, através das ferramentas de interface desenvolvidas.

Até o presente momento, as ferramentas de avaliação do comportamento do sistema – como a avaliação dos modos de oscilação, amortecimentos, etc., são executadas posteriormente à ocorrência de perturbações. A BPA pretende, contudo, estudar a possibilidade de uso de outras ferramentas e implementá-las, juntamente com as já desenvolvidas, de modo a serem executadas continuamente, a partir dos dados de tempo real.

3.2.2. Outras Instalações

Além das experiências registradas nos sistemas da BPA e SCE, outras empresas componentes do WECC possuem PMUs instaladas em suas subestações. É o caso dos sistemas administrados pelo APS (*Arizona Public Service*), PG&E (*Pacific Gas & Energy*), BC Hydro (*British Columbia Hydro*), entre outras empresas, que até 2001 reuniam um total de 16 PMUs instaladas, conforme os dados da Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Quadro Síntese de PMUs Instaladas

Empresa	PMUs instaladas
APS (“Arizona Public Service”)	3
PG&E (“Pacific Gas & Energy”)	3
BC Hydro (“British Columbia Hydro”)	3
WAPA (“Western Area Administration Power”)	2
SRP (“Salt River Project”):	2
LDWP: (“Los Angeles Department of Water & Power”)	3
Total	16

Percebe-se que, até o período considerado, na maior parte destas empresas não existia a implementação de um sistema de medição fasorial, uma vez que ainda não dispunham de um concentrador de dados. Entretanto, informações recentemente obtidas junto a profissionais ligados à BPA e WAPA revelam que este quadro tende a evoluir, com a instalação de mais PMUs e a utilização crescente dos dados fasoriais nas ferramentas de análise desenvolvidas.

Este cenário também se aplica a outros sistemas externos ao WECC, como os controlados pelo TVA (*Tennessee Valley Authority*) e AEP (*American*

Electric Power), que registram a instalação de quatro PMUs em suas áreas de abrangência. Embora não haja registros recentes sobre a evolução da tecnologia de medição fasorial no sistema AEP, estudos preliminares foram realizados prevendo que, uma vez instalado, este sistema poderia fornecer informações a estimadores de estados e esquemas de proteção, assim como desempenhar funções ligadas a registros de eventos e monitoramento do sistema (SCHULZ, 1989). Seguindo esta mesma linha de aplicações, mas priorizando os aspectos relacionados à estimação de estados, o TVA atualmente desenvolve junto à ABB um concentrador de dados e pretende ampliar seu sistema dentro de um curto período de tempo, com a instalação de mais dez unidades de medição fasorial.

Estudos realizados no Virginia Tech, contemplando o uso de medidas fasoriais sincronizadas em esquemas de proteção adaptativa contra perda de sincronismo, levaram à instalação de um protótipo para testes em cooperação com o EPRI e as empresas *Georgia Power Company* e *Florida Power and Light* (CENTENO, 1997).

Considerando que o sistema elétrico que abrange as regiões da Flórida e da Geórgia pode ser representado por um modelo de duas máquinas ligadas por uma linha de transmissão, foram desenvolvidos algoritmos baseados no critério de áreas iguais que recebem como informações de entrada medidas fasoriais realizadas por PMUs.

O sistema implementado, era constituído basicamente por duas PMUs instaladas junto aos relés de proteção, localizados nas extremidades das linhas de transmissão de 500kV, que interligam a península da Flórida com o estado da Geórgia.

No caso da perda de uma linha de transmissão, os fasores seriam utilizados na determinação imediata do estado pré-falta do sistema para a seguinte aplicação do critério de áreas iguais (nos algoritmos executados pelos relés) de modo a se identificar um quadro de instabilidade transitória. Na ocorrência de uma perda de geração, o critério de áreas iguais seria novamente utilizado, tendo como dado de entrada o novo valor da potência mecânica, obtida através do processamento das medidas fasoriais por meio de um algoritmo recursivo.

Este sistema, entretanto, foi instalado em caráter experimental, no período entre outubro de 1993 e janeiro de 1995 e não se encontra em operação atualmente.

3.3. França

Ao contrário da maioria dos países europeus, o sistema elétrico francês segue um modelo vertical. Embora estando sujeito às figuras dos agentes reguladores e operador do sistema, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia são majoritariamente controlados pela companhia estatal EdF (*Electricité de France*).

Assim como todos os sistemas elétricos de grande porte, o sistema francês também conta com esquemas especiais que visam evitar situações de colapso ou, diante da ocorrência destas, impedir que tais situações se espalhem e provoquem um blecaute de grandes proporções.

O fenômeno de perda de sincronismo, caracteriza-se por ser uma situação de difícil controle, que se desenvolve muito rapidamente e exige um tempo de reação bastante curto para evitar que se alastre. Este fenômeno pode surgir tanto de forma espontânea, quando as linhas estão próximas do seu limite máximo de transferência de potência, quanto a partir de uma grande perturbação, como um curto-circuito não eliminado com suficiente rapidez (FAUCON, 1997).

Até o início dos anos 90, os procedimentos tomados diante de uma situação de perda de sincronismo consistiam no isolamento da zona de ocorrência da falta, de modo a se evitar a propagação da perturbação. Este esquema, chamado Plano de Defesa, era normalmente implementado através de dispositivos automáticos locais, responsáveis por detectar situações de perda de sincronismo e isolar a região afetada do resto do sistema. Entretanto, diante do crescente carregamento imposto às redes de transmissão, constatou-se que tais dispositivos não manteriam a sua eficiência e, a partir de então, passou-se a considerar a necessidade de implantação de um novo esquema de proteção contra este fenômeno. O desenvolvimento deste sistema teria como meta principal confinar as consequências de um quadro de instabilidade transitória em termos de extensão e duração de corte de carga, evitando a ocorrência de um blecaute e fazendo com que a situação normal de operação fosse mais rapidamente restabelecida.

Neste novo Plano de Defesa, o sistema elétrico seria dividido em regiões pré-determinadas, caracterizadas através da similaridade do comportamento transitório dos geradores ali incluídos, o que significa também dizer que

cada região seria composta por um grupo de geradores coerentes. Ao se constatar, com suficiente segurança, que qualquer zona apresenta um quadro de perda de sincronismo, esta seria isolada do resto do sistema de forma extremamente rápida (em até 1 segundo) através da abertura das linhas de extra-alta tensão. No caso em que a região a ser isolada fosse exportadora de uma quantidade razoável de energia, o isolamento da área deveria ser acompanhado por um simultâneo procedimento de corte de carga em zonas não afetadas, de modo a se prevenir um colapso. A partir desta idéia, estudos realizados mostraram que tal plano só poderia ser implementado de modo eficaz através do uso de um sistema coordenado, baseado na reunião e comparação centralizada dos ângulos das tensões de determinados pontos do sistema (DENYS et al., 1992).

Iniciaram-se então, em um esforço concentrado do Centro de Pesquisas ligado à EdF, estudos buscando desenvolver um equipamento capaz de realizar medições de ângulos de grandezas como tensões e correntes. Muito embora a bibliografia existente se refira ao equipamento desenvolvido como um ‘medidor de fase’ (DENYS et al., 1992; FAUCON, 1997), as características enumeradas a respeito do mesmo o identificam com uma PMU.

Tão logo as primeiras unidades de medição fasorial foram desenvolvidas, a EdF iniciou a implementação do chamado Plano Coordenado de Defesa contra Instabilidade Transitória. Inicialmente através de um protótipo, instalou-se cinco PMUs, conectadas a um centro de aquisição e tratamento dos dados, através de linhas dedicadas de comunicação. A partir desta primeira experiência, foram realizados testes que confirmaram a efetividade do Plano de Defesa para a finalidade almejada. Além disto, aproveitando a disponibilidade dos dados reunidos pelo centro de processamento, implementou-se um sistema de monitoramento e registro de perturbações (DENYS et al., 1992).

Em poucos anos, o sistema elétrico francês passou a contar com um novo esquema especial de proteção, baseado nas informações fornecidas por medições fasoriais, conforme relata FAUCON (1997). A partir da idéia inicial, proposta por DENYS et al. (1992), o sistema elétrico francês foi dividido em cerca de vinte áreas que compreendem os vários grupos de geradores coerentes. Operando segundo uma arquitetura centralizada, as medições fasoriais realizadas localmente pelas PMUs são enviadas a um computador

central. Este computador, por sua vez, é responsável pelo processamento e comparação em tempo real das medidas angulares recebidas.

Conhecendo os ângulos relativos das tensões de todas as áreas, o ponto central, como também é chamado (ver Figura 3.6), possui uma visão geral da operação em tempo real do sistema, que o habilita a monitorá-lo continuamente com relação a um quadro de instabilidade transitória. Uma vez detectada esta situação, o computador central deve decidir sobre o isolamento de determinadas áreas e cortes de carga no sistema, tendo também como tarefa o envio destas ordens aos disjuntores localizados nas subestações remotas.

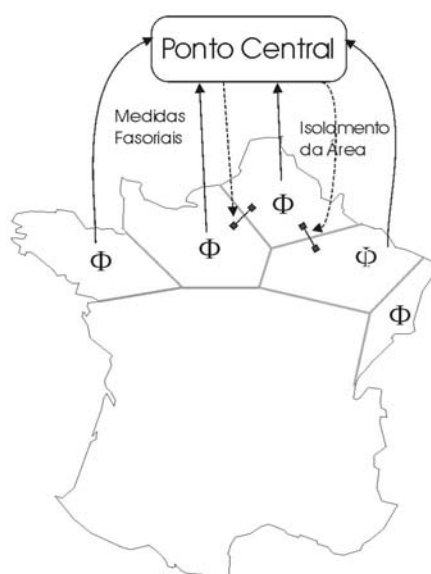


Figura 3.6 – Visão Geral Esquemática do Plano de Defesa contra Perda de Sincronismo (Adaptado de FAUCON, 1997)

Considerando a rapidez com que um quadro de perda de sincronismo evolui e a gravidade das conseqüências decorrentes a este, a estrutura do Plano de Defesa obedece a rígidos requisitos de confiabilidade e tempo de resposta. Tais exigências são atendidas a partir de uma estrutura de comunicação rápida e redundante, utilizada no estabelecimento da troca de informações. Neste caso, as PMUs enviam ao computador central as medidas fasoriais (a uma taxa de 20 Hz) por meio de canais de microondas e via satélite. A mesma estrutura é também utilizada pelo computador central no envio de ordens de abertura de disjuntores e cortes de carga.

Até o ano de 1997, o Plano de Defesa esteve operando em caráter experimental. Um longo período de validação foi iniciado, com os objetivos de

verificar a cumprimento dos requisitos de confiabilidade e tempo de resposta, além de procurar garantir a boa condição de operação do sistema. Com base nos bons resultados obtidos, o Plano de Defesa Coordenado entrou em operação efetiva na região sudeste francesa em 1998.

3.4. Países Nórdicos

Os operadores da transmissão dos países nórdicos – Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia, estabeleceram entre si um vínculo de cooperação, constituído através do sistema Nordel. Por meio do fornecimento e troca de subsídios técnicos, esta organização tem como principal objetivo criar condições para a operação eficiente e harmônica do mercado comum de energia entre os países componentes, visando o seu constante desenvolvimento. Até 1999, sua capacidade instalada estava em torno de 90 GW e o consumo médio per capita ainda hoje corresponde ao mais alto da Europa (Site Nordel). Sua estrutura de rede caracteriza-se por apresentar extensas linhas conectando regiões distantes, compensadas através de capacitores série controlados. As matrizes energéticas dos países inseridos são bastante distintas. A Dinamarca, por exemplo, tem como meta até 2005 fazer com que 20% de sua geração seja proveniente de fontes eólicas. Já a Noruega baseia grande parte de seu fornecimento em usinas hidrelétricas, enquanto que a Suécia faz uso considerável de fontes hidráulicas e nucleares. Os fatores sazonais, aos quais estes sistemas estão sujeitos, tornam difícil a atividade de previsão do comportamento dos fluxos de potência ao longo dos anos. Entretanto, há um intenso intercâmbio de energia entre os países membros, assim como com outros mercados, como Alemanha e Rússia (Site Eltra1, Site Eltra2).

Ao longo dos últimos anos, os países que compõe o Nordel, bem como muitos outros países da Europa, tem passado por um processo de desregulamentação de seus mercados energéticos. Embora não esteja totalmente concluído, tal processo obriga à tomada de decisões estratégicas que acabam por ter conseqüências futuras na operação do sistema. A Suécia, por exemplo, prevê o desativamento de várias unidades nucleares e, de modo a compensar a deficiência gerada, conta com a entrada em operação de um elo de corrente contínua com a Polônia (chamado SwePol Link). A Dinamarca, por conta de sua política em prol do uso de fontes eólicas, enfrentará desafios técnicos relativos à operação do sistema,

principalmente no que se refere ao controle de frequência (ELFORSK, 2000). Estes e outros casos ilustram o panorama de mudanças que cerca o sistema nórdico (ELFORSK, 2000).

Considerando o pioneirismo na implementação de inovações tecnológicas e a constante preocupação destes países em se antecipar diante das dificuldades futuras, foi apresentado no início de 2000 um estudo realizado com o suporte da Lunds Universitet, buscando verificar a aplicabilidade das tecnologias do projeto WAMS na realidade do cenário nórdico. Vale lembrar que a implementação deste sistema (*Wide Area Measurement System*) ao WECC (*Western Electric Coordinate Council*) envolveu o emprego de unidades de medição fasorial (PMUs) como instrumentos de medição e monitoramento em tempo real do sistema elétrico.

Em uma primeira etapa deste estudo, ELFORSK (2000) procurou apresentar um grande volume de informações englobando a origem, a constituição, as aplicações utilizadas e o estágio de desenvolvimento do projeto WAMS. Paralelamente, buscou levantar dados relativos ao Nordel que lhe permitiram, por fim, avaliar como este sistema poderia se valer da nova tecnologia.

Até o final de 1999, época da conclusão do estudo, verificou-se que o sistema Nordel operava de forma bastante segura e estável, apresentando poucos problemas quanto ao seu desempenho dinâmico. Os modelos utilizados foram considerados bastante precisos, a medida em que os resultados das simulações apresentavam-se bastante coerentes com o comportamento real diante de perturbações.

Entretanto, em vista de um futuro próximo trazido pelo processo de desregulamentação iniciado em 2000, considerou-se que a situação deverá evoluir para outro cenário. Conforme anteriormente citado, os países membros trabalham no desenvolvimento de vários projetos que farão com que as matrizes energéticas se modifiquem. Com isto, os fluxos de energia entre os submercados tendem a se tornar mais intensos, acarretando em alterações na dinâmica do sistema. Prevendo os anseios que o mercado desregulamentado apresentará, o estudo passa a considerar relevante o acesso a novos tipos de medições, capazes de aprimorar os modelos existentes. Deste modo, ELFORSK (2000) aponta a possibilidade de

desenvolver esquemas mais eficientes de proteção, tendo como objetivo final aumentar a capacidade de transferência de potência nas linhas.

A partir de uma análise mais aprofundada, observou-se que a utilização de medições fasoriais sincronizadas encontra aplicabilidade tanto em ferramentas de análise off-line quanto em aplicações em tempo real. No que se refere ao acesso dos dados off-line, as medições realizadas pelas PMUs são de grande interesse para a análise de perturbações, a medida em que acompanham a evolução de grandezas como tensões e correntes complexas em pontos estratégicos de subestações, geradores e cargas.

O monitoramento de perturbações em subestações torna-se útil no fornecimento de dados que podem ser utilizados como referência no ajuste dos modelos dinâmicos adotados para o sistema. Realizando-se um monitoramento contínuo das cargas quando da ocorrência de distúrbios, obtêm-se informações mais detalhadas sobre o comportamento dinâmico das mesmas, uma vez que no decorrer destes períodos os consumidores ficam sujeitos a níveis de tensão diferentes dos experimentados normalmente. Esta aplicação é bastante interessante, considerando a possibilidade de se aprimorar os modelos de carga existentes, hoje bastante simplificados quando comparados aos utilizados para os demais componentes do sistema.

A utilização de um fluxo de dados fasoriais enviados continuamente também é vista com interesse. Com base nestas medições, poderiam ser desenvolvidos sistemas de monitoramento em tempo real, que dariam suporte a esquemas especiais de proteção, bem como ao processo de restauração do sistema, quando da ocorrência de eventos com perda de carga ou geração. Além disto, a partir deste fluxo contínuo de dados se poderia monitorar os modos de oscilação existentes entre as grandes linhas de interligação do sistema, especialmente as que fazem uso de compensação série.

Com base no estudo realizado, o relatório por fim recomenda a introdução da tecnologia existente no projeto WAMS ao sistema Nordel. Entretanto, decorridos três anos desde a publicação deste documento (ELFORSK, 2000), ainda não se verificam registros que relatam a efetiva implementação de aplicações baseadas no uso de PMUs. Alguns dos casos encontrados na literatura referem-se aos sistemas elétricos da Islândia (SAMUELSSON et al., 2002) e Dinamarca (RASSMUSSEN, 2003) que atualmente contam com PMUs instaladas para fins de testes, realizados pela

ABB (*Asea Brown Boveri*) em conjunto com os operadores da transmissão destes países.

3.4.1. Islândia

A malha de transmissão islandesa é baseada na combinação de uma rede em 220 kV, que liga o Sul com o Sudeste, e um anel em 132 kV, que contorna todo o país. O centro de geração localiza-se ao Norte, enquanto que os principais centros de carga encontram-se ao Sul e Sudeste, na região de Reykjavik (SAMUELSSON et al., 2002). Estes sistemas, que apresentam os centros de geração distantes dos centros de carga, são especialmente suscetíveis à ocorrência de oscilações de potência nas principais linhas de interligação, indicando um coeficiente de amortecimento insuficiente que reduz os limites de transmissão. Neste caso, a solução mais viável economicamente é a inserção de controladores, sendo o PSS (*Power System Stabilizer*) o mais comumente utilizado.

Este controlador normalmente atua a partir de sinais de entrada locais, como velocidade do eixo do gerador, frequência, potência ativa de saída, entre outros. Todavia, o atual desenvolvimento dos sistemas de comunicação tem tornado possível o uso de sinais de entrada remotos. Neste contexto, o operador do sistema de transmissão islandês (*Landsvirkjun*), em conjunto com a Lunds Universitet e a ABB, estudou a possibilidade de se utilizar medidas realizadas por PMUs como sinais de entrada de PSSs (SAMUELSSON et al., 2002).

Com base em simulações realizadas com o uso dos pacotes computacionais EUROSTAG e Matlab, determinou-se os modos de oscilação existentes entre as regiões Norte e Sul, a partir de cenários estabelecidos quando da ocorrência de diferentes perturbações. De posse destes dados, dois sistemas de controle do tipo PSS foram projetados de forma distinta, para terem assim seus desempenhos posteriormente comparados. Um deles atuaria a partir do sinal local de velocidade do eixo do gerador, enquanto que o outro processaria um sinal remoto proveniente das medidas de PMUs.

Naquela oportunidade, a Islândia possuía duas unidades de medição fasorial instaladas em seu sistema, localizadas em pontos estratégicos dos centros de geração e de carga. Considerando que estes equipamentos têm a capacidade de efetuar e enviar continuamente uma série de medidas sincronizadas no tempo, considerou-se interessante realizar o projeto de um

PSS que recebe como sinal de entrada remota a diferença de frequência registrada pelas PMUs.

Ambos os projetos foram realizados de modo convencional, no domínio da frequência e utilizando um modelo linearizado do sistema. Com base neste mesmo modelo, acrescido dos controladores, verificou-se os modos de oscilação existentes, para os diferentes cenários de perturbações consideradas anteriormente. Além da análise modal revelar a estabilidade do sistema quando do uso de qualquer um dos dois PSSs, os resultados obtidos foram também bastantes semelhantes. O mesmo ocorreu para a análise de grandes perturbações, feita a partir de simulações no domínio do tempo.

Entretanto, o caso aqui retratado ainda não se caracteriza como uma aplicação concretamente implementada, mas um estudo bastante fundamentado do uso de PMUs em ferramentas de controle.

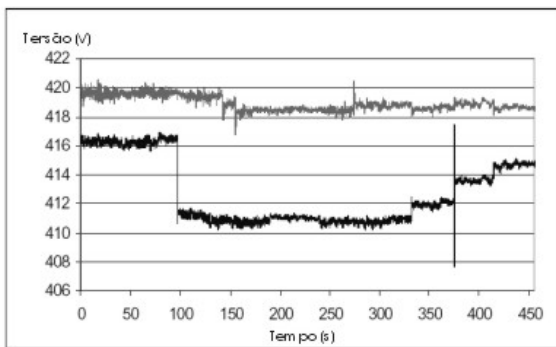
3.4.2. Dinamarca

O sistema elétrico que abrange a região leste da Dinamarca é conectado aos demais sistemas componentes do Nordel (com exceção da Islândia) através de uma interligação com o sul da Suécia, formada por dois circuitos duplos de 132 kV e 400 kV, que percorrem parte do território dinamarquês.

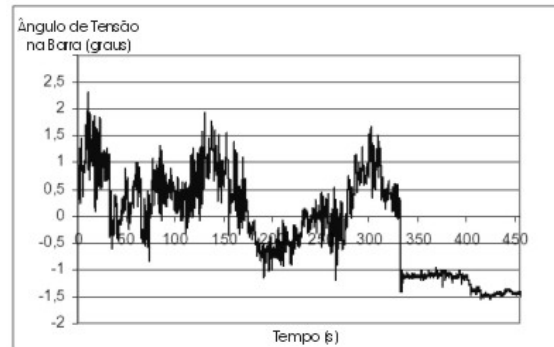
Com o objetivo de se obter informações sobre o comportamento dinâmico deste sistema, foram instaladas duas PMUs em pontos que abrangem a interconexão Leste Dinamarca – Suécia, de modo a efetuar medidas durante uma abertura programada dos circuitos de 400 kV. Desta forma, caso houvesse a ocorrência de algum evento durante este período, as medidas fasoriais obtidas forneceriam dados para uma análise posterior (RASMUSSEN, 2003).

No decorrer das três semanas em que estas linhas estiveram indisponíveis, as unidades de medição fasorial realizaram registros contínuos, armazenados no local de aquisição para serem posteriormente reunidos e organizados cronologicamente.

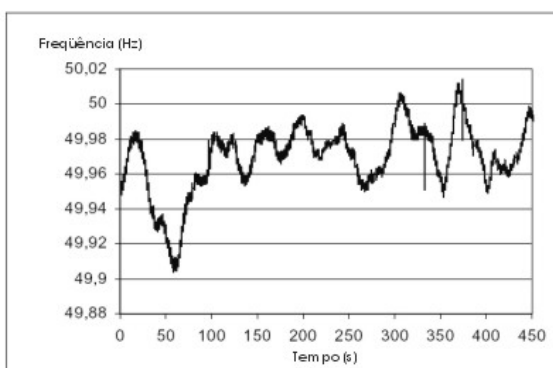
Como durante o período de registros não foram observados distúrbios significativos no sistema – muito embora a situação favorecesse a ocorrência destes, foram analisados dados obtidos durante a etapa de religamento das linhas, apresentados pelas Figura 3.7a-d (RASMUSSEN, 2003).



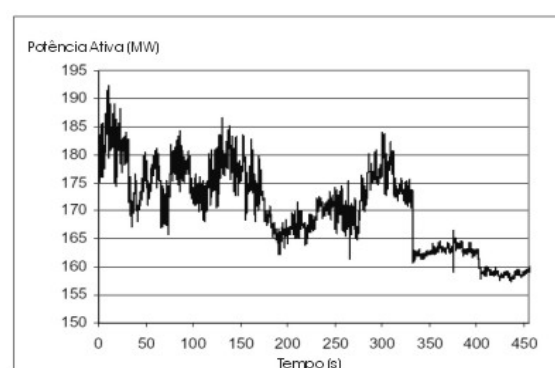
3.7 (a)



3.7 (b)



3.7 (c)



3.7(d)

Figura 3.7 – Registros das Perturbações Causadas pelo Religamento das Linhas de Transmissão (Extraídos de RASMUSSEN, 2003)

A exemplo do tipo de análise realizada nos sistemas norte-americanos da SCE e BPA, os registros das oscilações do fluxo de potência nas linhas (Figura 3.7d) foram também processados por meio da Transformada Rápida de Fourier (FFT), possibilitando a detecção dos modos dominantes de oscilação do sistema (Figura 3.8).

De fato, a análise harmônica confirmou a existência de um conhecido modo de oscilação de 0,7 Hz, presente entre os sistemas da Suécia e leste da Dinamarca.

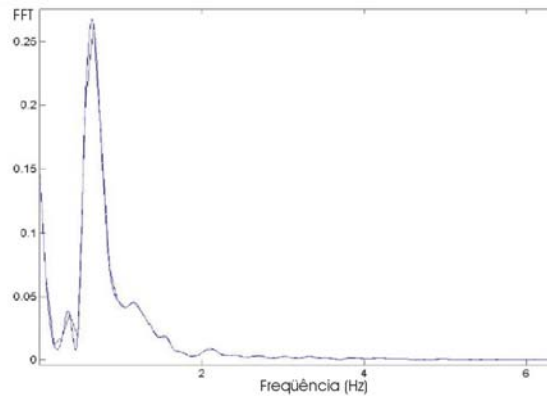
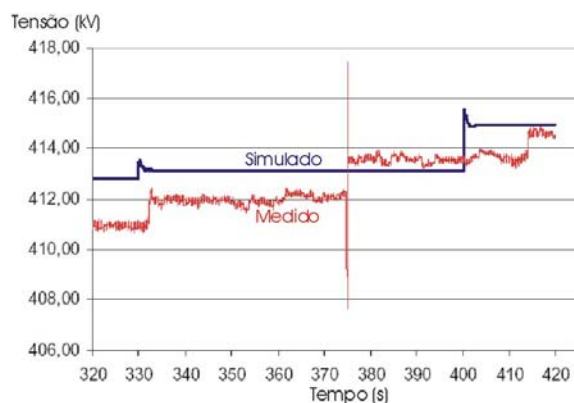
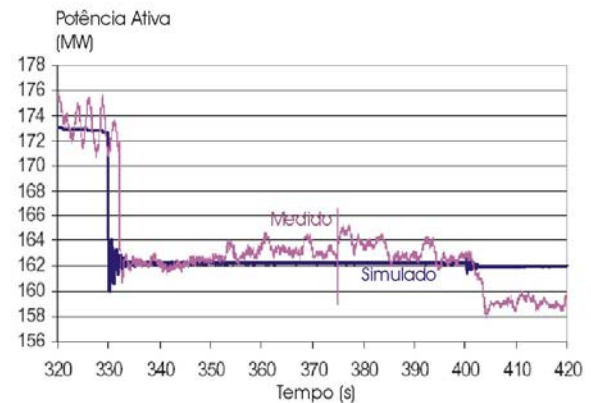


Figura 3.8 – Espectro de Freqüências Associadas à Potência Ativa

Para fins de validação dos modelos dos sistemas utilizados, RASMUSSEN (2003) também apresenta a simulação da situação de reconexão das linhas de 400 kV, realizada utilizando-se o pacote computacional PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*), de onde foram obtidos os seguintes resultados comparativos, apresentados pelas Figura 3.9



3.9(a)



3.9(b)

Figura 3.9 – Resultados Comparativos entre Simulações e Medições

Observou-se, para este caso, a consistência do modelo empregado, uma vez que as medidas fasoriais efetuadas pelas PMUs apresentam um comportamento concordante com os resultados obtidos em simulação.

Analisando as experiências registradas nos sistemas componentes do Nordel, observa-se que o desenvolvimento desta tecnologia tem ocorrido, sobretudo a partir de pesquisas realizadas por universidades e laboratórios ligados a empresas, em especial a ABB. No entanto, ao contrário de outros países pesquisados, os sistemas implementados nos países escandinavos

utilizando PMUs são instalados unicamente em caráter experimental e temporário. Até o presente momento, não existem sistemas de medição fasorial constituídos de concentradores de dados ligados as PMUs através de um sistema de comunicação operando em regime permanente. Percebe-se, contudo, o interesse despertado pelo uso de medidas fasoriais no desenvolvimento de aplicações voltadas ao monitoramento dos sistemas e ferramentas de controle, como é o caso do estudo sobre o uso de PSSs.

3.5. Brasil

Até o início dos anos 90, o sistema elétrico brasileiro operava segundo um modelo vertical, em que o Estado detinha o controle de quase todas as empresas de geração, transmissão e distribuição. Seguindo a tendência mundial, que caminhava em direção ao estabelecimento de mercados energéticos sob competição, este setor passou por um processo de desregulamentação. Embora ainda não exista um mercado de energia elétrica plenamente consolidado, atualmente o sistema elétrico estrutura-se de modo desverticalizado, em que vários agentes de geração, transmissão e distribuição operam segundo as determinações do Operador Independente (ONS – Operador Nacional do Sistema) e de acordo com as normas previstas pelo agente regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica).

Dentre as funções do ONS, a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros figura como sendo a principal destas. Busca-se, com isto, manter e melhorar os índices de qualidade e confiabilidade da energia elétrica oferecida aos consumidores (Site ONS, 2003).

Para atingir este objetivo, o operador realiza uma ampla série de atividades, muitas destas envolvendo estudos sobre o desempenho dinâmico do sistema, nos quais estão baseados o planejamento elétrico de curto e médio prazos. Quanto mais seguras e consistentes forem as informações provenientes destes estudos melhor será o subsídio dado à implementação de esquemas eficientes de proteção e controle, e maior a garantia de validade dos modelos desenvolvidos para os elementos do sistema, tornando os estudos de análise de perturbações mais confiáveis.

Sabe-se, entretanto, que fatores como a interligação de grandes sistemas, a utilização de modulação de potência reativa e a presença de elos de corrente contínua contribuem para o aumento da faixa das oscilações

operativas, fazendo com que as oscilações de longa duração tornem-se mais variáveis e imprevisíveis, aumentando a complexidade dinâmica do sistema elétrico (GOMES et al., 1997).

O Sistema Elétrico Brasileiro é composto por dois grandes subsistemas: o sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o sistema Norte/Nordeste, atualmente interligados por uma linha de 500kV, denominada Interligação Norte-Sul. A matriz energética apresenta clara predominância hidráulica, com centros de geração distantes dos centros de consumo, que faz com que, dependendo das condições hidrológicas, ocorra a necessidade de grandes transferências de energia entre bacias. Este fato, por sua vez, leva o sistema a condições de carregamento elevado em partes da rede tronco. Outras consequências são a inversão de fluxo em determinados elementos da rede e a redução localizada de inércia devido ao desligamento de várias unidades geradoras em usinas cujos reservatórios estão com pouco volume de armazenamento. Além disto, estudos sobre o comportamento dinâmico revelam a possibilidade de ocorrência de oscilações interáreas na linha de interligação dos sistemas Norte-Sul, além de oscilações eletromecânicas de baixa frequência e baixo amortecimento entre determinadas máquinas e o restante do sistema (GOMES et al., 1997; ONS, 2001).

Deve se acrescentar ao cenário futuro o fato de que a expansão da oferta deverá passar pelo aumento da participação de unidades termelétricas (usinas a gás), mais restritivas quanto à operação em sub-frequência, bem como a entrada em operação de novas linhas de corrente contínua. Somado a isto, considera-se também a experiência de outros países que, ao passarem pelo processo de reestruturação, verificaram maiores dificuldades em obter dados e informações suficientes para desenvolver estudos consistentes sobre o comportamento dinâmico do sistema (GOMES et al., 1997).

Este contexto, que apresenta ao Operador Independente a responsabilidade de operar e gerenciar um sistema elétrico de crescente complexidade, tem despertado o interesse pelo desenvolvimento e uso de sistemas de medição fasorial, inicialmente para fins de registro de perturbações e estudos off-line.

Em outubro de 2000, o ONS publicou a especificação de um sistema de oscilografia de longa duração, que apresenta como característica básica a realização de amostras simultâneas e sincronizadas das tensões e correntes de pontos selecionados do sistema elétrico. O processo de amostragem seria

realizado por PMUs instaladas nas usinas e subestações sendo que, em condições pré-determinadas, os valores seriam transferidos para um concentrador de dados central para análise posterior. Além disto, o documento define também os pontos estratégicos nos quais as PMUs deverão ser instaladas, com base em um estudo preliminar realizado por técnicos do setor (GOMES et al., 1997). Com isto, o Operador busca obter subsídios para a realização de tarefas como estudos sobre o comportamento do sistema, análise de perturbações e o aprimoramento dos esquemas de proteção (ONS, 2001).

A relação das subestações que seriam monitoradas por PMUs pode ser observada na Tabela 3.2.

Segundo o documento de especificação, este sistema de oscilografia facilitaria sobremaneira a realização de estudos que visam reconstituir o estado do sistema pré-distúrbio, tão importantes para a análise de ocorrências e para a definição e avaliação do desempenho de esquemas especiais de proteção.

Novamente considerando a dificuldade do ONS, imposta pelo modelo desverticalizado, em se obter dados sobre a operação do sistema, a implementação de um sistema de medição fasorial torna-se de fundamental importância para possibilitar a análise de perturbações. Esta tarefa, que tem como objetivo definir causas, conseqüências e responsabilidades envolvidas na ocorrência de um evento, busca também fornecer recomendações e sugestões para a melhoria contínua do desempenho operativo do sistema. Considerando o cenário atual, a análise de contingências revela-se bastante importante ao operador do sistema, auxiliando na definição das causas de um distúrbio e identificando os agentes responsáveis.

Além de facilitar as atividades de supervisão e análises pós-contingências, o ONS prevê que o emprego de PMUs em um sistema de oscilografia possibilitará a ampliação dos conhecimentos sobre o comportamento das cargas e demais elementos do sistema elétrico, permitindo a validação e o aprimoramento de modelos utilizados em estudos de estabilidade de tensão, controle de carga-frequência, estabilidade a longo termo, entre outros. Como resultado final, o operador espera obter uma melhoria da qualidade e confiabilidade da energia suprida pelos consumidores.

Tabela 3.2 – Localização das PMUs e Número de Linhas Monitoradas

Subestação (Transmissora)	No de Circuitos Monitorados (Tensões e Correntes Trifásicas)
SE Tucuruí 500 kV (Eletronorte)	5
SE Imperatriz 500 kV (Eletronorte)	7
SE Pres. Dutra 500kV (Eletronorte)	7
SE Boa Esperança 500kV (CHESF)	2
SE Paulo Afonso 500kV (CHESF)	5
SE Fortaleza 500kV (CHESF)	2
SE Camaçari 500kV (CHESF)	3
SE Miracema 500kV (Eletronorte)	5
SE Serra da Mesa 500kV (Furnas)	6
SE Samambaia 500kV (Furnas)	5
SE Itumbiara 500kV (Furnas)	4
SE Itumbiara 345kV (Furnas)	4
SE São Simão 500kV (CEMIG)	3
SE Jaragua 500kV (CEMIG)	4
SE Jaragua 345kV (CEMIG)	4
SE Furnas 345kV (Furnas)	7
SE Marimbondo 500kV (Furnas)	3
SE Marimbondo 345kV (Furnas)	1
SE Adrianópolis 500kV (Furnas)	4
SE Adrianópolis 345kV (Furnas)	6
SE Cachoeira Paulista 500kV (Furnas)	7
SE Água Vermelha 500kV (CTEEP)	3
SE Água Vermelha 440kV (CTEEP)	3
SE Ilha Solteira 440kV (CTEEP)	3
SE Jupia 440kV (CTEEP)	4
SE Bauru 440kV (CTEEP)	10
SE Itabera 765kV (Furnas)	6
SE Tijuco Preto 765kV (Furnas)	3
SE Tijuco Preto 345kV (Furnas)	9
SE Ivaiporã 765kV (Furnas)	6
SE Ivaiporã 500kV (Eletrosul)	5
SE Ibiúna 345kV (Furnas)	11
SE Foz do Iguaçu 765kV (Furnas)	3
SE Areia 500kV (Eletrosul)	7
SE Itá 500kV (Eletrosul)	6
SE Gravataí 500kV (Eletrosul)	2

3.5.1. Projeto MedFasee

Além do interesse demonstrado pelo ONS, existem no Brasil desenvolvimentos da tecnologia de medição fasorial, realizados no âmbito de um projeto instituído através de uma parceria entre a Universidade Federal

de Santa Catarina (UFSC) e a Reason Tecnologia S.A, denominado projeto MedFasee (DECKER et al., 2004).

Tendo sido iniciado em 2003 e financiado com recursos da Finep (Agência Financiadora de Estudos e Projetos), este projeto tem como objetivos o desenvolvimento de um protótipo de sistema de medição fasorial e de aplicações na monitoração e no controle da operação de sistemas de energia elétrica.

Em DECKER et al. (2004), foram apresentados desenvolvimentos na construção de unidades de medição fasorial e na concepção das funcionalidades de um concentrador de dados. Até aquele momento, o projeto MedFasee já dispunha de um protótipo operando em caráter experimental de laboratório, composto por três PMUs conectadas a um PDC através de rede *ethernet*.

Além do aprimoramento dos equipamentos constituintes deste protótipo, até 2005, as atividades do projeto se concentrarão no desenvolvimento de metodologias visando a aplicação de medições fasoriais à monitoração on-line de perturbações, localização de faltas permanentes em linhas de transmissão e ao controle da operação de sistemas elétricos.

3.6. Síntese Geral

O estudo do estado da arte, realizado sobre os sistemas de medição fasorial e suas atuais aplicações, contemplou as experiências mais significativas registradas até o presente momento. Sabe-se, contudo, da existência de implementações e pesquisas desenvolvidas em outros países, tais como Japão, México, China, entre outros.

Com o intuito de apresentar uma visão global das experiências retratadas, o quadro a seguir (Tabela 3.3) sintetiza de forma geral os registros explorados.

A tabela apresentada confirma a idéia de que o interesse pela tecnologia de medição fasorial tem se manifestado em vários países, organizados sob diferentes tipos de mercados de energia elétrica. Entretanto, a observação deste quadro revela que o grau de desenvolvimento desta tecnologia é bastante distinto entre os sistemas elétricos investigados. Atualmente, o país que apresenta maior avanço na implementação de sistemas de medição fasorial e no desenvolvimento de tecnologias ligadas a estes são os Estados Unidos, onde destacam-se os sistemas coordenados pelo SCE e BPA.

Tabela 3.3 – Quadro Geral de Implementações Atuais

SEE (País)	PMUs Instaladas	PDC	Funcionalidades Aplicações Desenvolvidas/em Desenvolvimento	Pretensões Futuras
SCE (EUA)	11 (2003)	Operando. Recebe medidas de até 32 PMUs a uma taxa de 30Hz. Conecta do ao PDC do BPA	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação, nível de carregamento)	Utilizar os modelos aprimorados dos SEE para desenvolvimento de esquemas mais eficientes de proteção e controle. Visualização das medidas em tempo real. Implementação de um sistema de monitoramento em tempo real
BPA (EUA)	13 (2003)	Operando. Recebe medidas de até 64 PMUs a uma taxa de 30Hz. Conecta do ao PDC do SCE	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos e aprimoramento de esquemas de controle com base nos novos parâmetros obtidos. Visualização das medidas em tempo real. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação, nível de carregamento)	Implementação de um sistema de monitoramento em tempo real. Pesquisas sobre o desenvolvimento de novos esquemas de controle, utilizando medidas fasoriais
TVA (EUA)	4 (2000) Perspectiva de instalação de mais 10 PMUs	Não existe (aguardando PDC da ABB)	PMUs realizam registros locais de perturbações. Pesquisas em conjunto com o Virginia Tech sobre o uso de medidas fasoriais em estimadores de estados	Pretende-se integrar as medidas de PMUs ao uma ferramenta de modelagem (QPF). Através deste ferramenta pretende-se complementar e refinar o atual estimador de estados, melhorando o seu modelo
EdF (França)	5 (1992)	Operando. Recebe medidas a uma taxa de 20 fasores/s	Controle emergencial. Detecção de um quadro de perda de sincronismo e medidas de isolamento de áreas e cortes de carga	Ampliar a área englobada pelo controle
Landsvirkjun (Islândia)	2 (2002) Sistema teste	Não existe	Projeto de PSS utilizando medidas fasoriais (diferença de frequência entre os pontos medidos) como sinal de entrada	Prosseguimento de testes com o objetivo de explorar e ampliar as funcionalidades das PMUs
Elkraft (Dinamarca)	2 (2002) Sistema teste	Não existe	Registro de perturbações. Análise dos registros para validação de modelos. Desenvolvimento de ferramentas de análise para fins de monitoramento da operação do sistema (modos de oscilação)	Prosseguimento de testes com o objetivo de explorar e ampliar as funcionalidades das PMUs
ONS (Brasil)	0 (2003)	Não existe	-	Implementação de um sistema oscilografia de longa duração, baseado em medidas fasoriais provenientes de PMUs

Entretanto, alguns pontos comuns podem ser identificados entre as experiências descritas. Percebe-se que a grande maioria das pesquisas e implementações realizadas são resultados de parcerias entre empresas ligadas à operação dos sistemas elétricos, universidades e laboratórios de pesquisas independentes ou vinculados as empresas que desenvolvem PMUs. Pode-se afirmar que o projeto WAMS desenvolveu os seus trabalhos a partir deste tipo de cooperação, da mesma forma que os experimentos

realizados nos países nórdicos vêm reunindo esforços de operadores da transmissão, universidades – com destaque à Lunds Universitet e departamentos de pesquisas da ABB. Recentemente, esta empresa também se uniu ao TVA e ao Virginia Tech (NUQUI, 2001) em um projeto que visa a implementação de um estimador de estados baseado em informações fornecidas por PMUs.

Embora os países investigados apresentem diferentes perfis de organização de seus setores elétricos, a maior motivação apontada para a implementação dos sistemas de medição fasorial advém da crescente necessidade de se dispor de mais e melhores informações sobre o comportamento dos sistemas de energia, como uma forma de contrapor o constante aumento da complexidade operativa.

Uma vez identificado o estágio atual de desenvolvimento, a análise do estado da arte leva ao questionamento de uma série de pontos ligados as possíveis aplicações futuras e seus impactos nas metodologias tradicionais empregadas no monitoramento dos sistemas de energia elétrica, dado que esta atividade vem sendo especialmente contemplada nas ferramentas desenvolvidas com base em medições fasoriais.

Vários estudos e experiências indicam a possibilidade do uso dos registros fasoriais na validação e no aprimoramento dos modelos empregados nas análises do comportamento do sistema. Não existem, contudo, registros que apresentam métodos claros a serem utilizados para a realização desta tarefa.

A mesma situação ocorre diante das expectativas de que os sistemas de medição fasorial possam contribuir para que se tenha uma informação mais segura e atualizada do estado operativo do sistema elétrico. Muitos estudos ainda devem ser realizados para que se possa, através da análise de um conjunto de informações, determinar parâmetros relativos a índices de estresse e níveis de carregamento.

Percebe-se, portanto, que a inserção desta nova tecnologia abre um campo de investigação bastante amplo, que compreende uma grande diversidade de temas a serem explorados em futuros trabalhos de pesquisa.

Capítulo 4

4. Monitoração de Sistemas Elétricos Utilizando Tecnologia de Medição Fasorial

4.1. Aspectos Gerais

Os sistemas de medição fasorial (SMFs) apresentam-se como uma tecnologia que propiciará mudanças nos paradigmas atuais de operação dos sistemas de energia elétrica (SEEs). Este fato pode ser percebido a medida em que muitos trabalhos científicos têm se dedicado a pesquisar sobre o uso de medições fasoriais sincronizadas para diferentes aplicações, voltadas à estimação de estados (NUQUI, 2001), à localização de faltas (JIANG et al, 2000a; JIANG et al, 2000b) ou ao controle de sistemas elétricos (KAMWA, 2001; KAMWA, 1998). Contudo, de forma prática, a ampla exploração das potencialidades desta tecnologia apresenta-se como um cenário futuro.

Da análise do estado da arte, ficou evidenciado o fato de que muitas experiências atualmente realizadas destinam-se ao desenvolvimento de ferramentas de monitoração de sistemas elétricos (BALLANCE et al., 2003; CERTS, 2000; RASMUSSEN, 2003). Seguindo esta tendência, e tendo por base os resultados até então obtidos pelo presente trabalho, que forneceram um maior entendimento sobre a tecnologia de medição fasorial, foi desenvolvida uma ferramenta computacional que simula a execução de funções de monitoração de sistemas elétricos de potência, quando realizadas a partir de medições fasoriais sincronizadas.

4.2. Arquitetura Geral da Ferramenta de Monitoração

A ferramenta de simulação que será a seguir descrita é constituída basicamente por três módulos distintos: o módulo de simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico, o módulo de simulação de sistemas de medição fasorial, denominado Simulador de SMF e os aplicativos de visualização.

O primeiro módulo tem como função simular o comportamento dinâmico de um sistema elétrico ao longo do tempo, fornecendo os valores das grandezas do mesmo ao Simulador de SMF. Tendo por base a constituição de um sistema de medição fasorial, apresentada em detalhes no Capítulo 2, o segundo módulo é composto pelos simuladores de unidades de medição fasorial e o concentrador de dados, que reproduzem a operação destes equipamentos, executando funções adiante especificadas. Por fim, os aplicativos de visualização completam o desenvolvimento da ferramenta de monitoração, apresentando, por meio de uma interface gráfica, as medidas fasoriais obtidas do PDC, e que por sua vez refletem o comportamento dinâmico de um SEE.

É importante ressaltar que esta ferramenta foi concebida visando uma estrutura de operação distribuída, em que o simulador da dinâmica, os simuladores de PMUs, e concentrador de dados e os aplicativos de visualização são executados em diferentes microcomputadores, conectados através de uma rede *ethernet*, conforme ilustra a Figura 4.1.

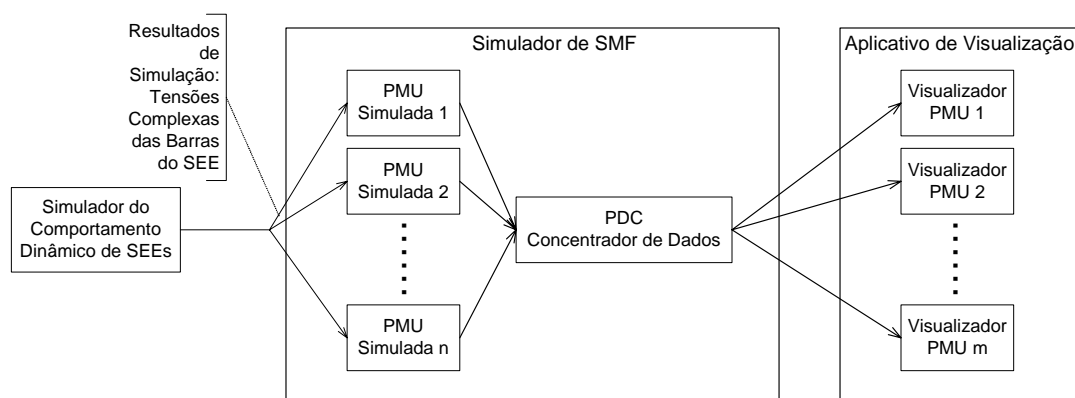


Figura 4.1 – Estrutura Geral do Simulador de Funções de Monitoração de SEE Utilizando Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada

O módulo de simulação da dinâmica, ao ser executado em um microcomputador único e exclusivo, garante o sincronismo no envio de dados às PMUs simuladas. Estas por sua vez, ao receberem medidas fasoriais sincronizadas referentes à barra que estão monitorando, formatam tais informações segundo o padrão IEEE 1344 e as repassam ao concentrador de dados, que disponibiliza as medidas armazenadas aos aplicativos de visualização. Portanto, a operação da ferramenta de monitoração implementada reproduz a estrutura física real de um SMF,

onde várias PMUs instaladas em pontos geograficamente distantes obtêm medidas fasoriais de barras de um SEE e as enviam ao PDC, que realiza o seu armazenamento para uso em aplicações.

4.2.1. Protocolos de Comunicação

Considerando que na ferramenta desenvolvida são executadas funções de trocas de informação, foram necessários estudos sobre os diferentes protocolos de comunicação, a fim de se determinar de que forma tais funções seriam implementadas. Uma vez que se optou pelo uso de rede *ethernet* como o canal de comunicação, investigou-se as características dos protocolos mais comumente utilizados neste meio, o TCP/IP e o UDP/IP.

O *Transmission Control Protocol* (TCP) é um dos protocolos mais conhecidos na comunicação via *ethernet*, sendo utilizado em aplicativos de *e-mail* e FTP (*File Transfer Protocol*). Por ser orientado por conexão, este protocolo exige que todos os seus aplicativos sejam identificados e reconhecidos (o que caracteriza o estabelecimento de uma conexão) antes que a troca de dados seja iniciada. Uma vez em operação, o TCP realiza verificações, para garantir que os dados não foram alterados ou corrompidos durante o seu transporte entre a origem e o destino. Portanto, o uso do protocolo TCP fornece a garantia de que os pacotes de informações transmitidos de um ponto a outro da rede *ethernet* são entregues sem alterações, preservados de qualquer tipo de erro (STEVENS, 1998). Contudo, por conta da verificação da integridade dos dados, a transmissão de dados pelo protocolo TCP torna-se mais lenta, estando sujeita a atrasos de envio e/ou recebimento.

O *User Datagram Protocol* (UDP) é um protocolo normalmente utilizado por aplicações que exigem um transporte rápido e contínuo de dados entre equipamentos. Enquanto no protocolo TCP é dada prioridade à conexão e a chegada correta dos dados no ponto de destino, o UDP não verifica o recebimento e a integridade dos dados enviados. Por consequência, existe a possibilidade de que, eventualmente, as informações transmitidas sejam recebidas de forma incorreta ou mesmo não cheguem ao destinatário. Entretanto, a maior simplicidade do UDP faz com que este protocolo apresente ganhos na velocidade de transmissão e recepção de dados, algo que nos dias atuais se torna cada vez mais importante (STEVENS, 1998).

Observando-se as particularidades destes protocolos e as características de funcionamento da ferramenta de monitoração, optou-se pelo uso do protocolo UDP/IP para o estabelecimento da comunicação entre o módulo de simulação da dinâmica, PMUs simuladas e concentrador de dados, por ser mais adequado à transmissão de dados de forma contínua. Considerando as características de funcionamento dos aplicativos de visualização, adiante especificadas, optou-se pelo uso do protocolo TCP/IP no estabelecimento da comunicação destes módulos com o concentrador de dados.

No decorrer deste capítulo, cada módulo de simulação será observado em maior detalhe, apresentando-se suas características, funcionalidades e modos de operação.

4.3. Simulador do Comportamento Dinâmico de SEEs

4.3.1. Modelagem Matemática

Para a realização de estudos de estabilidade transitória, que avaliam o comportamento dinâmico de sistemas elétricos diante da ocorrência de grandes perturbações, os SEEs são modelados a partir de um conjunto de equações algébricas não-lineares e um conjunto de equações diferenciais ordinárias não-lineares. As equações algébricas estão associadas aos elementos que compõem a rede elétrica equivalente, estatores das máquinas síncronas e cargas representadas por modelos estáticos. Já as equações diferenciais descrevem o comportamento das grandezas associadas aos rotores das máquinas síncronas e seus controladores (KUNDUR, 1994).

Ao serem definidas de forma genérica, estas equações tornam-se válidas para uma grande escala de modelos, podendo ser expressas por uma formulação bem definida, representada pelas seguintes expressões:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (4.1)$$

$$0 = g(x, z) \quad (4.2)$$

onde:

f : função vetorial que define as equações diferenciais;

g : função vetorial que define as equações algébricas;

x : vetor das variáveis de estado;

z : vetor de variáveis das equações algébricas

Para a solução deste conjunto de equações diferenciais algébricas (EDAs), podem ser empregados diversos esquemas de resolução, caracterizados de acordo com o método de integração numérica aplicado às equações diferenciais, o método de solução das equações algébricas e o modo de interação entre os sistemas algébrico e diferencial ao longo do processo de resolução.

As equações algébricas são, em geral, resolvidas a partir do Método de Newton, ou alguma de suas variações. Na resolução do conjunto de equações diferenciais, podem ser utilizados esquemas de integração numérica implícitos ou explícitos. Os modos utilizados na interação das soluções dos sistemas algébrico e diferencial podem ser classificados entre os esquemas alternado e simultâneo. O esquema alternado consiste em resolver separadamente, a cada passo de integração os sistemas diferencial e algébrico, alternando-se as respectivas soluções. No esquema simultâneo, as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas a diferenças e resolvidas simultaneamente com as equações algébricas como um único sistema de equações (DECKER, 1993).

No presente trabalho, o módulo de simulação da dinâmica foi implementado a partir de um programa desenvolvido previamente, segundo o paradigma da Modelagem Orientada a Objetos. Nesta aplicação, são utilizados modelos detalhados de máquinas síncronas, e a solução do conjunto de equações diferenciais e algébricas é obtida a partir do Método Alternado Entrelaçado Implícito, onde as equações dinâmicas são discretizadas pelo método Trapezoidal Implícito.

4.3.2. Modelagem Computacional

Dentre as técnicas existentes para o projeto de software, a Modelagem Orientada a Objetos (MOO) distingue-se das demais por priorizar a clareza e a organização do projeto, a partir de uma representação clara e eficiente do mundo real, o que facilita o desenvolvimento e a manutenção do software (RUMBAUGH et al., 1994). Ao contrário dos software baseados na elaboração de funções, os projetos desenvolvidos segundo a MOO utilizam uma estrutura hierárquica de classes, que definem as características e o comportamento dos objetos, considerados como a entidade fundamental deste paradigma de programação.

Em AGOSTINI (2002) é apresentada uma nova filosofia para o desenvolvimento de software para SEEs, baseada no paradigma da MOO. Esta filosofia congrega diversos aspectos, tais como a robustez das estruturas de dados, manutenibilidade e expansibilidade de códigos, reutilização de códigos através de encapsulamento em novas classes, uso de padrões de projeto, eficiência computacional dos algoritmos, entre outros.

O principal resultado desta filosofia é um *framework* orientado a objetos, no qual os elementos físicos do SEE são classificados em diferentes níveis de abstração. As estruturas de classes propostas mantêm a independência entre a modelagem do sistema elétrico e a modelagem de metodologias de análise e síntese. Para tanto, os elementos físicos do SEE são reunidos na classe C_Device, enquanto que as metodologias de análise e síntese são englobadas pela classe C_Application. A interação entre os elementos físicos e metodologias é realizada a partir de estruturas denominadas Interfaces Funcionais (IFs), pertencentes à classe C_Func_Interface.

Construídas com base no padrão de projeto Adapter (GAMMA et al., 2000), as IFs suportam a troca dinâmica de funcionalidades dos elementos físicos, permitindo que um grupo de aplicações opere em conjunto, em um ambiente integrado. Uma visão geral desta estrutura pode ser observada na Figura 4.2.

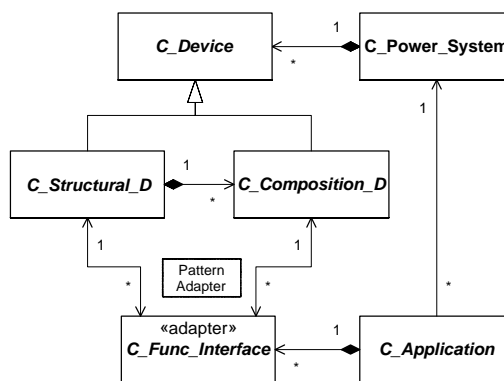


Figura 4.2 – Elementos Físicos, Interfaces Funcionais e Aplicações

Os elementos físicos, derivados da classe C_Device, são classificados em Elementos Estruturais (classe C_Structural_D) e elementos de Composição (classe C_Composition_D). Alguns elementos estruturais (unidade de geração, por exemplo), podem ser compostos por elementos de composição (máquinas síncronas, reguladores de tensão e estabilizadores). As aplicações, que representam as metodologias de análise e síntese de sistemas elétricos,

derivam de `C_Application`. Cada aplicação possui em seu escopo um conjunto de IFs conectadas aos seus respectivos elementos físicos (padrão Adapter), representando a funcionalidade de cada elemento para cada aplicação distinta. Atualmente, aplicações de Fluxo de Potência, Simulação da Dinâmica e Análise da Segurança Dinâmica encontram-se implementadas nesta base computacional (AGOSTINI, 2002; DOTTA, 2003).

No presente trabalho, a aplicação de simulação da dinâmica, denominada SIMSP, foi adaptada, de modo a ser conectada ao Simulador de SMF – mais especificamente às PMUs simuladas. Esta conexão possibilita que os resultados de simulação calculados sejam transmitidos às PMUs do Simulador, fazendo com que estas enviem ao PDC dados relativos ao comportamento do sistema elétrico.

Para isto, implementou-se no âmbito do *framework* uma nova classe, chamada `C_PMU_SIMSP`, que permite a execução da monitoração das tensões e correntes, além de variáveis lógicas relativas ao estado de chaves e outros elementos do SEE. Entretanto, por se tratar de uma primeira versão, na implementação realizada foram priorizadas funções para a monitoração de tensão. A classe `C_PMU_SIMSP` tem como principais atributos o número da barra monitorada e um apontador para este elemento, pertencente à classe `C_Bar`, sendo que `C_Bar` é uma subclasse de `C_Structural_D` (Figura 4.3). É o apontador para a barra monitorada que permite aos elementos da classe `C_PMU_SIMSP` obterem os valores de tensão complexa das barras do sistema elétrico. É importante ressaltar que o número de barras monitoradas corresponde ao número de elementos da classe `C_PMU_SIMSP` que deverão ser criados em tempo de execução, uma vez que cada objeto desta classe pode monitorar uma única barra do sistema elétrico.

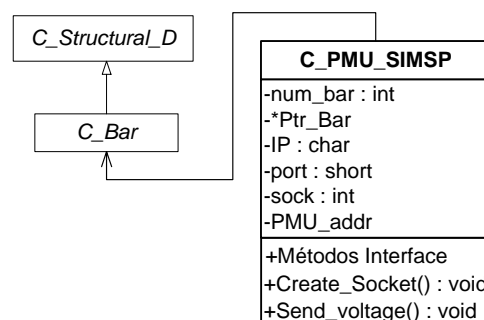


Figura 4.3 – Classe `C_PMU_SIMSP`: Atributos e Métodos

Conforme anteriormente citado, a comunicação entre os módulos de Simulação da Dinâmica e Simulador de SMF é estabelecida através do protocolo UDP/IP. Para a realização desta tarefa, C_PMU_SIMSP dispõe de dois métodos, que executam as principais funções associadas aos elementos desta classe: `Create_Socket()` e `Send_Voltage()`.

Como o próprio nome sugere, `Create_Socket()` tem como função criar um *socket* do tipo UDP, de modo a estabelecer um canal de comunicação entre o SIMSP e as PMUs simuladas. O papel do *socket* UDP na comunicação via *ethernet* é análogo ao do sinal de disponibilidade de linha telefônica, quando se deseja realizar uma ligação. Portanto, o êxito na execução do método `Create_Socket()` significa que um equipamento encontra-se apto à enviar e/ou receber informações para/de um outro equipamento, considerando que ambos estão conectados à rede *ethernet* e possuem um endereço de IP que os identificam. Desta forma, após a criação do *socket* UDP, o SIMSP possui conexão com todos os endereços dos simuladores de PMUs para os quais as tensões complexas nas barras deverão ser enviadas. Uma vez estabelecidos estes canais de comunicação, o método `Create_Socket()` não necessita mais ser executado e o Simulador da Dinâmica passa a desempenhar as demais funções de seu fluxo de atividades.

No decorrer do processo de simulação do comportamento dinâmico, o envio das tensões complexas das barras monitoradas é executado pelo método `Send_Voltage()`. De posse dos atributos de endereçamento definidos por `Create_Socket()`, a função `Send_Voltage()` obtém os valores de magnitude e ângulo de tensão da barra monitorada, reúne estas informações em um pacote de dados e o transmite à respectiva PMU do Simulador de SMF. Este processo foi sincronizado via software e é executado à taxa aproximada de 20Hz. Considerando que o Simulador da Dinâmica trabalha com a representação por fase, as tensões enviadas às PMUs representam o comportamento do sistema elétrico equilibrado, em que as tensões trifásicas possuem valores iguais de módulo, estando defasadas de 120°. Este fato, contudo, não traz prejuízos aos objetivos do trabalho, dado que a medição fasorial sincronizada não se destina à monitoração de fenômenos transitórios de curta duração.

4.4. Simulador de Sistemas de Medição Fasorial

De acordo com a topologia de um sistema de medição fasorial (Seção 2.2), o Simulador de SMF é constituído pelos módulos de simulação de PMUs e pelo concentrador de dados (PDC). A concepção das funcionalidades destes componentes foi realizada buscando-se reproduzir a operação real de um SMF.

No diagrama esquemático da Figura 4.4, são apresentadas as atividades principais desempenhadas pelos equipamentos constituintes do Simulador de SMF. É função das PMUs obter, formatar e enviar as medidas fasoriais ao PDC. Ao concentrador de dados cabe o recebimento, tratamento e armazenamentos dos *frames* recebidos. Estas funcionalidades são realizadas por meio da operação conjunta destes módulos, realizada a partir de comandos enviados do PDC às PMUs através de *links* de comunicação.

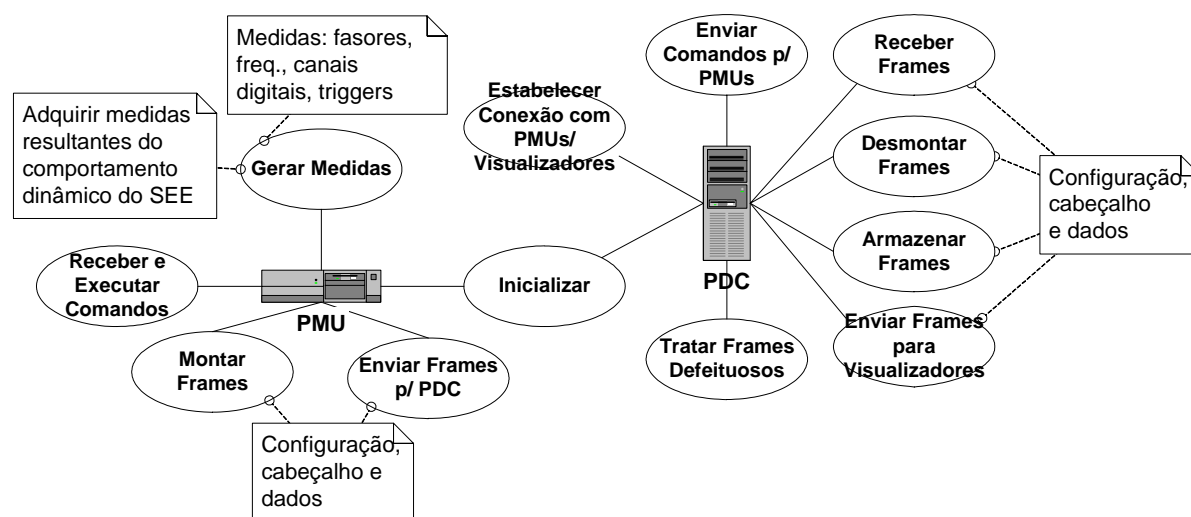


Figura 4.4 – Diagrama de Funcionalidades do Simulador de SMF

4.4.1. Módulo de Simulação de PMUs

Uma vez que o Simulador de SMF segue a estrutura de um sistema real, as diversas PMUs simuladas serão executadas utilizando-se vários microcomputadores, tantos quantas forem as barras monitoradas, considerando o fato de que a uma PMU só é permitido monitorar uma única barra. No entanto, como as PMUs deverão receber dados provenientes do Módulo de Simulação da Dinâmica, bem como realizar trocas de informações com o PDC, estes microcomputadores deverão possuir conexão à rede *ethernet*, dispondo de um endereço de IP fixo.

Conforme citado anteriormente, as funcionalidades atribuídas aos simuladores de PMUs devem reproduzir o comportamento real deste equipamento. Com base neste preceito, as PMUs simuladas foram concebidas de modo a, ao serem inicializadas, efetuar a leitura de seus arquivos de configuração e cabeçalho (vide Seção 2.2.13.) e, em seguida, buscar conexão com o concentrador de dados, através do estabelecimento de um *socket* de comunicação. Estando conectadas ao PDC, as PMUs enviam seus arquivos de configuração e cabeçalho, de modo a serem reconhecidas e ativadas por este. A seguir, buscam o estabelecimento de um *socket* de comunicação com o Simulador da Dinâmica de SEE, tornando-se aptas a realizar trocas de informações com este.

Após este ciclo de inicialização, as PMUs passam a aguardar constantemente o envio de *frames* de dados por parte do SIMSP, contendo as informações de magnitude e ângulo de tensão da respectiva barra monitorada. A medida em que são recebidas, estas informações são formatadas segundo o padrão IEEE 1344 (IEEE, 2001) e tão logo transmitidas ao concentrador de dados, para que este as armazene e disponibilize aos aplicativos de visualização.

Para simular o funcionamento de uma PMU, o microcomputador deverá executar o programa PMU.EXE, implementado em C++, segundo a filosofia de MOO. Neste programa, as PMUs são representadas por uma classe chamada C_PMU, que possui atributos e métodos que executam as funcionalidades descritas anteriormente. Considerando que parte da implementação desta classe foi realizada no âmbito do projeto MedFasee e encontra-se descrita em AGOSTINI (2004), o presente trabalho concentrou-se na conexão das PMUs simuladas com o Simulador da Dinâmica de SEE. Uma vez que este módulo, ao ser executado, envia *frames* de dados para os endereços IPs dos simuladores de PMUs, foram implementados os métodos `Create_Socket_SIMSP()` e `Receive_Frames()`, que possibilitam às PMUs simuladas receberem estas informações.

Como se pode presumir, estes métodos são complementares a `Create_Socket()` e `Send_Voltage()`, respectivamente implementados no SIMSP. Portanto, a execução de `Create_Socket_SIMSP()` torna as PMUs simuladas aptas a receberem dados do módulo de Simulação da Dinâmica. Já o método `Receive_Frames()` realiza a recepção dos *frames* de dados, extraindo destes os valores de magnitude e ângulo de tensão.

A exemplo da conexão SIMSP – PMUs, toda a comunicação realizada entre as PMUs e o PDC é estabelecida através do protocolo UDP/IP. Optou-se pelo uso deste protocolo por motivo das facilidades oferecidas para a implementação de funções de comunicação, além da maior rapidez na realização de trocas de informações – o que atende aos requisitos de operação em tempo real do Simulador de SMF.

4.4.2. Concentrador de Dados

Na operação de um SMF, o concentrador de dados reúne todas as medidas fasoriais efetuadas pelas PMUs, dispondo de informações que representam o estado do sistema elétrico em tempo real. Em vista disto, considera-se que este equipamento desempenha um papel fundamental no desenvolvimento de aplicações que visam a monitoração e o controle de SEEs.

Os registros de acesso público e referências bibliográficas fornecem poucos detalhes sobre as funcionalidades específicas dos concentradores de dados e, atualmente, não existe padronização que defina as características operativas deste equipamento. Neste sentido, o presente trabalho concentra esforços na concepção de um concentrador de dados, definindo de forma clara suas funcionalidades e modos de operação.

Em termos gerais, considerou-se que o PDC deve atuar nos sistemas de medição fasorial executando as funções de:

- Aquisição dos fasores enviados pelas PMUs, de forma contínua, tratando-os quanto a eventuais erros de transmissão, e armazenando-os em uma base de dados.
- Suporte a funções de monitoração e controle de SEE em tempo real, disponibilizando de maneira centralizada e em tempo real os dados enviados pelas PMUs.
- Suporte a funções de estudos off-line de SEEs, disponibilizando dados fasoriais antigos, mediante solicitações externas.

Estas funcionalidades são executadas a partir da implementação das seguintes rotinas computacionais, classificadas de acordo com os seguintes níveis de prioridade:

Rotinas de prioridade alta:

- Inicialização: ao ser ativado, o PDC deve realizar operações de inicialização, tais como leitura de uma lista de PMUs válidas, inicialização dos protocolos de comunicação, etc.

- Aquisição e tratamento dos dados: esta é a rotina principal do PDC, responsável pelo recebimento dos dados enviados continuamente pelas diversas PMUs do sistema. Ao receber cada frame, o PDC ‘desempacota’ os dados, realiza uma verificação quanto a possíveis erros de transmissão, para então armazená-los localmente no seu banco de dados.

Rotinas de prioridade média:

- Reconhecimento de novas PMUs: esta rotina faz a monitoração de uma porta de comunicação do tipo UDP, pela qual as PMUs indicam sua conexão ao sistema. Após identificar uma nova PMU, o PDC inicializa os dados relativos a esta, passando a receber seus dados de medição.

- Reconhecimento de novas aplicações: por meio desta rotina, o PDC reconhece pedidos de conexão de novas aplicações, que são executadas em estações específicas, conectadas ao PDC via rede *ethernet*.

Rotinas de prioridade baixa:

- Verificação de perda de conexão: nesta rotina o PDC verifica se alguma PMU perdeu permanentemente sua conexão ao sistema. Em caso positivo, o PDC reinicializa as informações internas relativas a esta PMU, e aguarda nova solicitação de conexão.

A operacionalização destas rotinas pode ser melhor compreendida por meio do diagrama de estados do PDC, apresentado pela Figura 4.5.

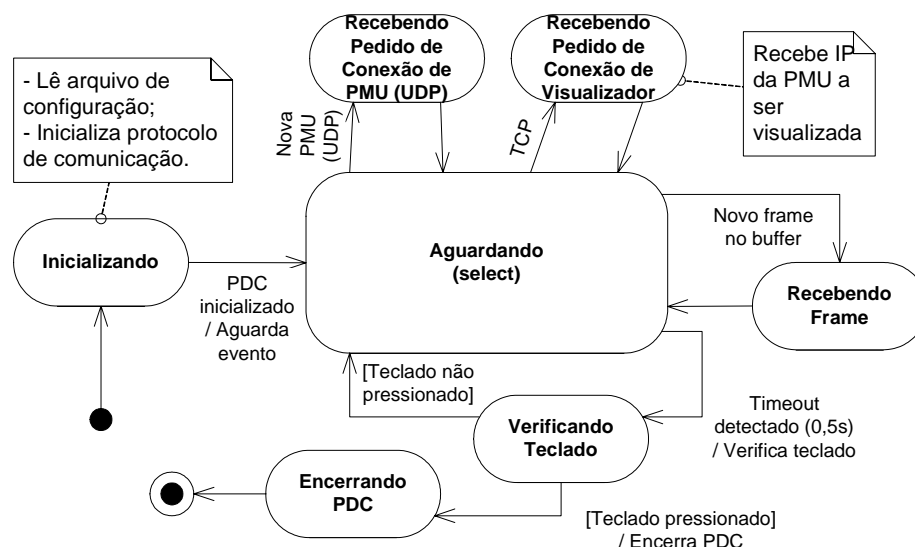


Figura 4.5 – Diagrama de Estados do PDC

Como primeiro passo, o PDC efetua a leitura de um arquivo de inicialização, contendo uma lista de PMUs válidas, identificadas por seus endereços IPs. A partir de então, o concentrador passa a aguardar constantemente pedidos de conexão por parte das PMUs, além de realizar o recebimento dos dados provenientes das PMUs já conectadas. Ao receber um pedido de conexão de uma PMU, o PDC solicita os arquivos de cabeçalho e configuração desta, armazenando-os localmente, para então ativar a PMU no sistema. São também recebidos pelo concentrador, pedidos de conexão por parte dos aplicativos de visualização. Neste caso, a comunicação é estabelecida por meio da criação de um *socket* do tipo TCP/IP, que tem como característica principal a garantia de que os dados enviados serão recebidos integralmente em seu destino (STEVENSON, 1998).

4.5. Aplicativo de Visualização

A tarefa de monitorar um determinado sistema consiste em se acompanhar o comportamento deste, a partir da observação de variáveis que refletem o seu estado geral de operação.

Dentre os vários tipos de ferramentas de monitoração, desenvolveu-se neste trabalho uma aplicação que possibilita a visualização gráfica on-line das grandezas fasoriais obtidas por um sistema de medição fasorial.

Estruturado de acordo com o proposto pela Figura 4.1, este aplicativo pode ser executado a partir de qualquer microcomputador conectado à rede *ethernet*, sendo que a cada visualizador é permitido monitorar as grandezas fasoriais de uma única barra do sistema elétrico. Entretanto, uma mesma barra pode ter suas tensões complexas monitoradas por mais de um visualizador.

A implementação desta aplicação foi realizada utilizando recursos das linguagens de programação C++ e ambiente de prototipagem Matlab. O módulo desenvolvido em C++ tem como tarefas buscar conexão com o PDC, requisitando deste as grandezas fasoriais de uma determinada barra do sistema, definida por comandos de inicialização. Desde que estas informações são recebidas no formato padronizado pela IEEE 1344, este programa extrai dos *frames* enviados, os dados de magnitude e ângulo de tensão, assim como o instante de tempo ao qual se referem. Em seguida, todas as tensões complexas correspondentes ao mesmo segundo (aproximadamente 20 medidas) são armazenadas em um mesmo arquivo,

salvo segundo a lógica “IP_da_PMU_Monitorada+ tempo_local.DAT”, onde ‘tempo_local’ é o SOC (*Second of Century*) da CPU onde a aplicativo de visualização está sendo executado.

De forma a operar em conjunto com o programa desenvolvido em C++, foi implementada uma rotina em Matlab que possibilita a visualização on-line das medidas, a partir das facilidades oferecidas por este pacote computacional na apresentação de dados em janelas gráficas. Em linhas gerais, cabe a esta rotina ler os arquivos de dados gerados e apresentar estas informações graficamente, seguindo a seqüência de operação apresentada na Figura 4.6.

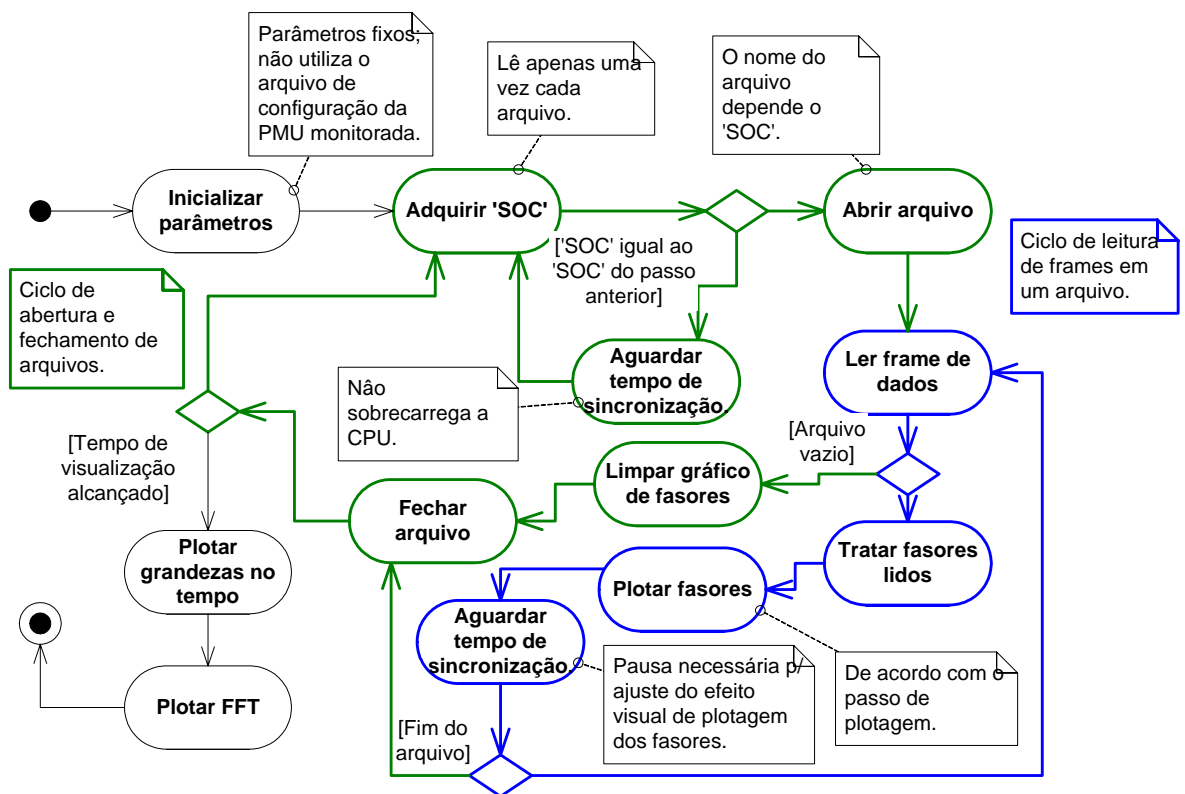


Figura 4.6 – Operação do Aplicativo de Visualização – Matlab

Neste diagrama, observa-se que o processo de visualização é realizado a partir da execução de dois ciclos de atividades, o ciclo de abertura e fechamento de arquivos e o ciclo de leitura dos dados, simbolizados pelas cores verde e azul, respectivamente. Inicialmente, os arquivos anteriormente criados pelo módulo implementado em C++ são abertos para, em seguida, terem seus dados lidos e apresentados graficamente.

Como o processo geral de visualização é realizado a partir da criação e abertura de arquivos, existe um atraso inerente na apresentação das medidas fasoriais, estimado em aproximadamente 2 segundos.

Na Figura 4.7 ilustra-se de que modo os fasores são apresentados durante o período de visualização.

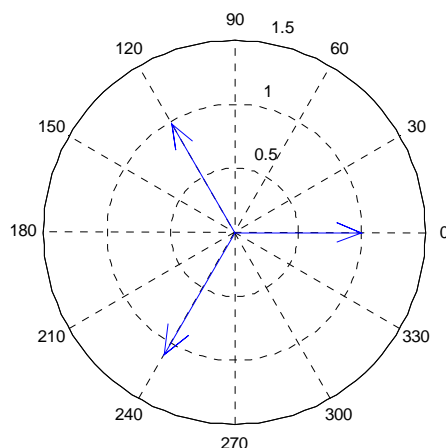


Figura 4.7 – Apresentação On-line dos fasores

Além da visualização on-line, esta aplicação também permite que, ao final de um período de tempo pré-fixado, sejam apresentados gráficos do comportamento dos fasores (magnitude e ângulo) ao longo do tempo, assim como o seu espectro de frequências. Portanto, a ferramenta de monitoração desenvolvida dispõe de dados que podem ser utilizados para a realização de estudos off-line. Na sequência deste trabalho, são apresentados resultados obtidos em experimentos de validação do ambiente de monitoração desenvolvido, destinado ao estudo do uso da tecnologia de medição fasorial no registro e análise de perturbações ocorridas no sistema elétrico.

Capítulo 5

5. Experimentos Realizados

No capítulo anterior, são descritos aspectos da concepção e implementação de um Simulador de SMFs, sua integração a um Simulador da Dinâmica de SEE, bem como o desenvolvimento de um aplicativo de visualização. Operados conjuntamente, estes três módulos compõe uma ferramenta de simulação que permite a avaliação do desempenho de algumas funções de monitoração de sistemas elétricos, quando realizadas a partir da obtenção de medidas fasoriais.

Neste capítulo, são apresentados resultados de experimentos, realizados visando a validação da ferramenta desenvolvida. Em linhas gerais, este processo consistiu na comparação dos resultados de simulação da dinâmica, fornecidos pelo SIMSP, com as medidas fasoriais apresentadas pelos aplicativos de visualização.

Considerando que a ferramenta de monitoração foi implementada em um ambiente computacional distribuído, na montagem dos experimentos foram utilizados vários microcomputadores conectados em rede *ethernet*, de acordo com a estrutura apresentada na Figura 4.1. A validação da ferramenta de monitoração foi realizada a partir de dois experimentos. No primeiro destes, foram utilizados microcomputadores pertencentes ao mesmo domínio de rede, o que caracteriza a execução de um processamento distribuído realizado em rede local (LAN – *Local Area Network*). Em seguida, a operação dos módulos foi realizada em microcomputadores de redes distintas, o que caracteriza a operação no âmbito da WAM (*Wide Area Networks*), em que os problemas relacionados à transmissão e aos atrasos no envio e recebimentos de dados podem tornar-se significativos.

5.1. Sistema Teste e Eventos Simulados

Os experimentos de validação foram realizados a partir de um modelo reduzido do Sistema Elétrico Sul-Brasileiro, constituído por 45 barras, 72 linhas de transmissão e 10 máquinas (CASTRO, 1995). A monitoração deste

sistema, representado pelo diagrama unifilar da Figura 5.1, foi realizada observando-se o comportamento temporal das tensões complexas das barras de Passo Fundo (230kV), Itaúba (230kV), Xanxerê (230kV) e Farroupilha (230kV).

Dentre os eventos simulados, priorizou-se a apresentação dos resultados relacionados à ocorrência de:

- Desligamentos de linhas e;
- Curtos-circuitos em barras, removidos em 0,1 segundo, sem o desligamento da linha de transmissão.

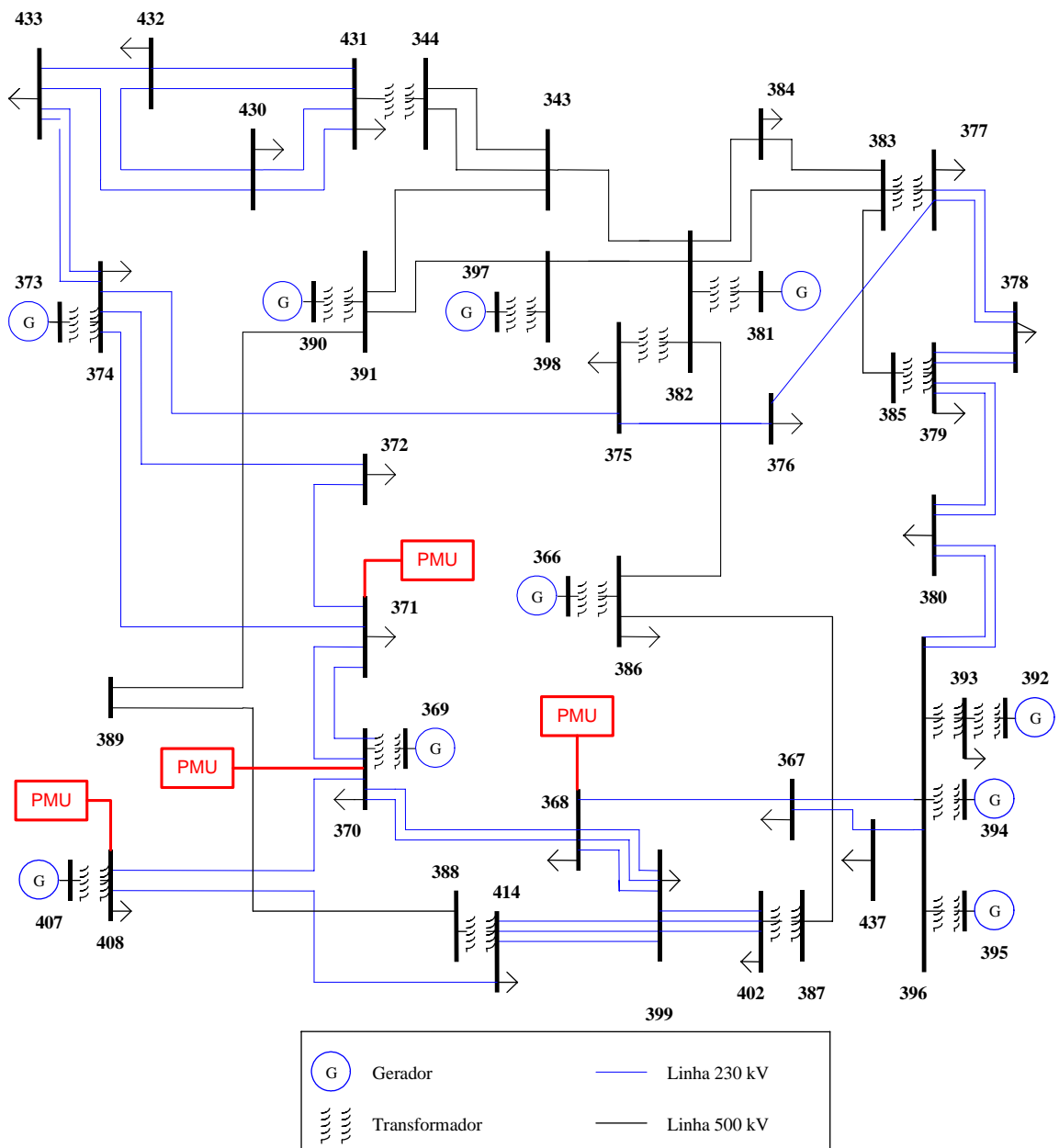


Figura 5.1 – Diagrama Unifilar Sistema Sul-Brasileiro 45 Barras

5.2. Experimento Utilizando Rede Local (LAN)

No experimento de validação realizado utilizando microcomputadores de uma mesma rede local, os módulos de simulação implementados foram executados segundo as configurações de *hardware* e *software* apresentadas na Figura 5.2.

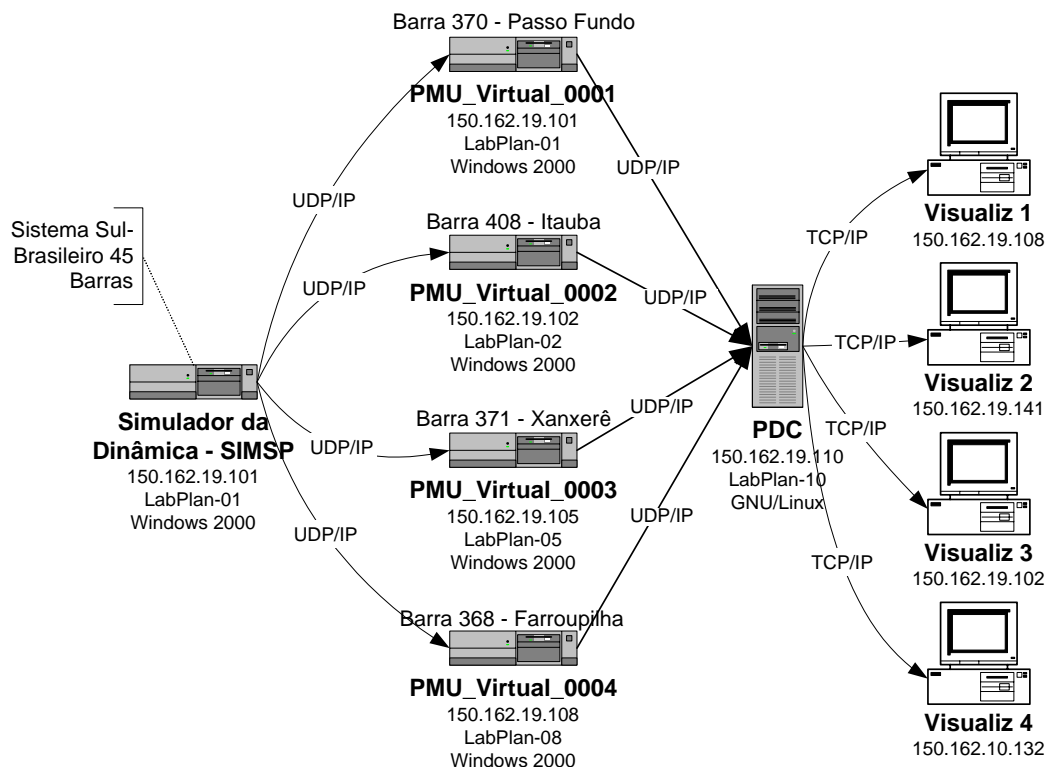


Figura 5.2 – Configuração do Simulador de Funções de Monitoramento de SEE Utilizando a Rede Local

Neste caso, simulou-se o comportamento dinâmico do sistema elétrico Sul-Brasileiro e as tensões complexas das quatro barras especificadas anteriormente foram monitoradas por PMUs, identificadas pela figura como PMUs Virtuais. As informações amplas do sistema, reunidas no concentrador de dados, foram observadas pelos aplicativos de visualização gráfica on-line.

Todos os módulos de simulação foram executados em microcomputadores pertencentes à rede *ethernet* do Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos (LabPlan), identificados por seus endereços IP. Tanto as PMUs simuladas quanto o Simulador da Dinâmica são executados utilizando sistema operacional Windows, enquanto que no PDC utiliza-se a plataforma GNU/Linux.

5.2.1. Resultados

Diante do evento de desligamento da linha 408-414, que conecta as subestações de Itaúba e Venâncio Aires, a magnitude de tensão da barra de Passo Fundo monitorada por uma PMU e o resultado da simulação do comportamento dinâmico desta mesma grandeza são representados na Figura 5.3 e Figura 5.4, respectivamente.

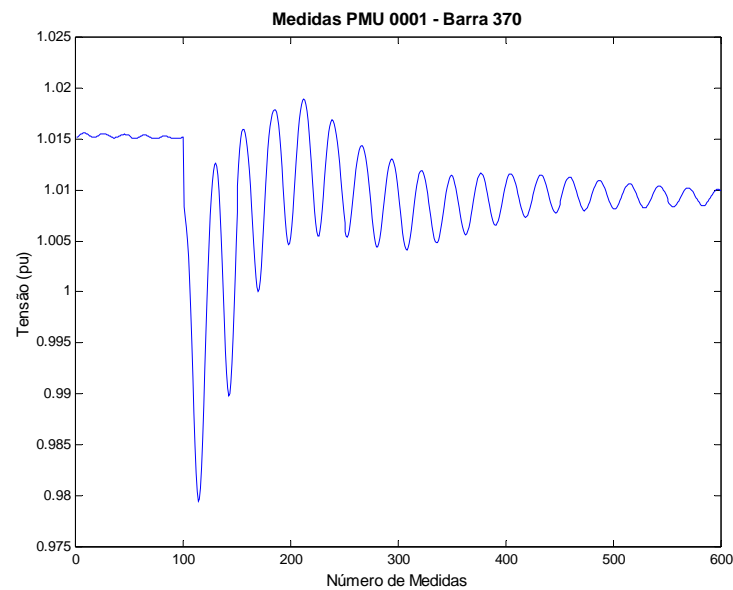


Figura 5.3 – Magnitude de Tensão da Barra de Passo Fundo Apresentada pelo Módulo de Visualização

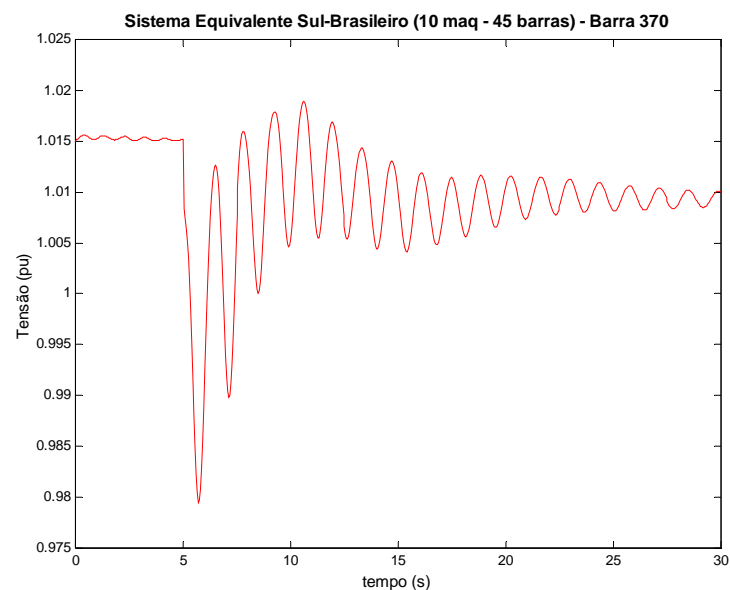


Figura 5.4 – Magnitude de Tensão na Barra de Passo Fundo – SIMSP

Diante deste mesmo fenômeno, o comportamento monitorado por PMU e simulado pelo SIMSP dos ângulos das tensões da Barra de Passo Fundo são observados na Figura 5.5 e Figura 5.6.

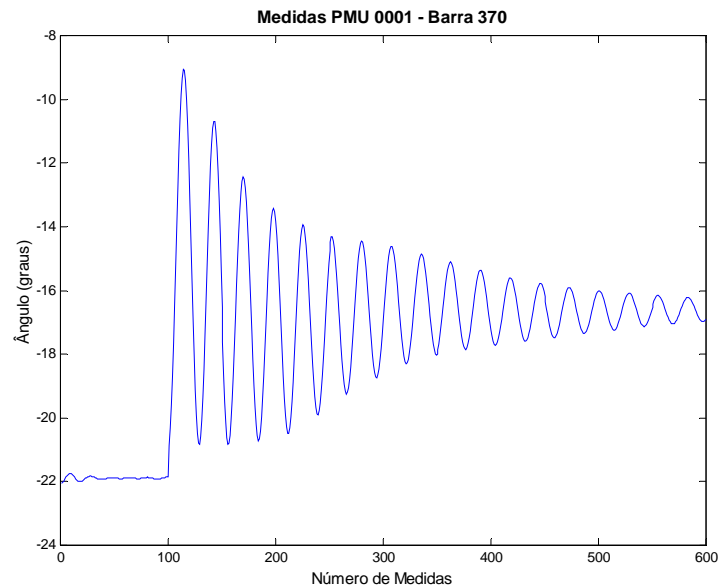


Figura 5.5 – Ângulo de Tensão da Barra de Passo Fundo Apresentada pelo Módulo de Visualização (com referência à Barra de Segredo)

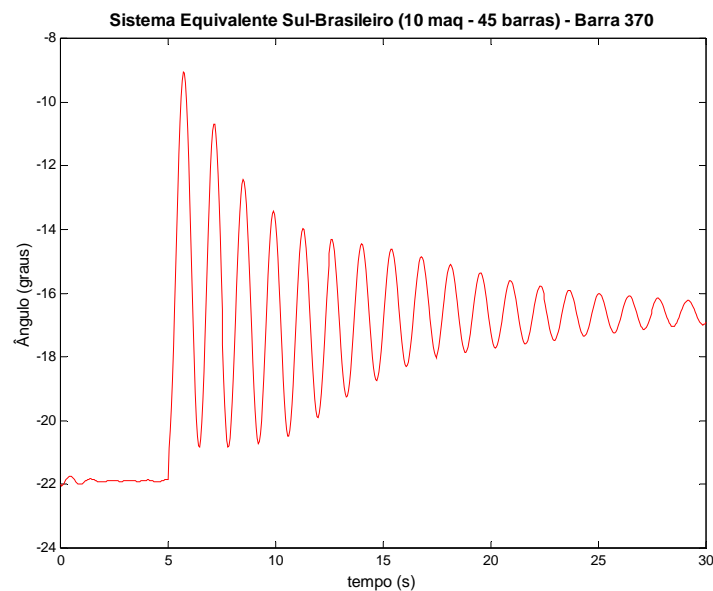


Figura 5.6 – Ângulo de Tensão na Barra de Passo Fundo – SIMSP

Comparando-se os gráficos apresentados pelos aplicativos de visualização, obtidos a partir do monitoramento do sistema, com os resultados da simulação da dinâmica, percebe-se que a ferramenta de

monitoração desenvolvida reproduziu os mesmos resultados da simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico, representando com fidelidade o fenômeno de abertura de linha ocorrido. Estes resultados validam, portanto, todo o processo de simulação das PMUs, PDC, aplicativos de visualização, bem como o sistema de comunicação implementado.

Considerando que nos aplicativos de visualização foram implementadas funções de análise off-line, como a análise espectral de um sinal, a ferramenta desenvolvida também pode ser utilizada como um instrumento de análise rápida pós-perturbação. A partir dos dados de monitoração, obteve-se o seguinte espectro de freqüências (Figura 5.7), associado à magnitude de tensão na barra de Passo Fundo.

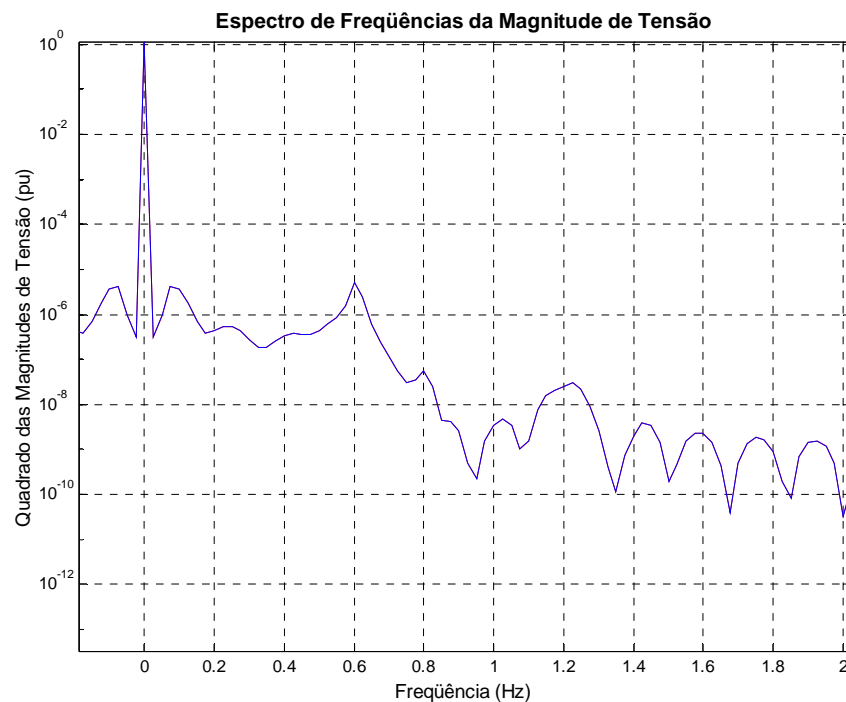


Figura 5.7 – Espectro de Freqüências Associado à Magnitude de Tensão da Barra de Passo Fundo

Observa-se neste estudo a detecção, a partir da análise espectral, da presença do modo de oscilação da ordem de 0,6 Hz, concordante com a freqüência apresentada pelo sistema durante o período transitório, decorrente da abertura de uma linha de transmissão.

Uma vez que esta análise foi baseada em dados fornecidos pelo Simulador de SMF, observa-se que a tecnologia de medição fasorial

possibilita a realização de estudos, outrora executados apenas através de modelos do SEE.

5.3. Experimento Utilizando Redes Distintas (WAM)

Com o propósito de validar a operação da ferramenta desenvolvida no âmbito da WAM (*Wide Area Networks*), realizou-se um segundo experimento, implementado utilizando-se microcomputadores pertencentes à diferentes redes, seguindo as configurações de *hardware* e *software* apresentadas na Figura 5.8.

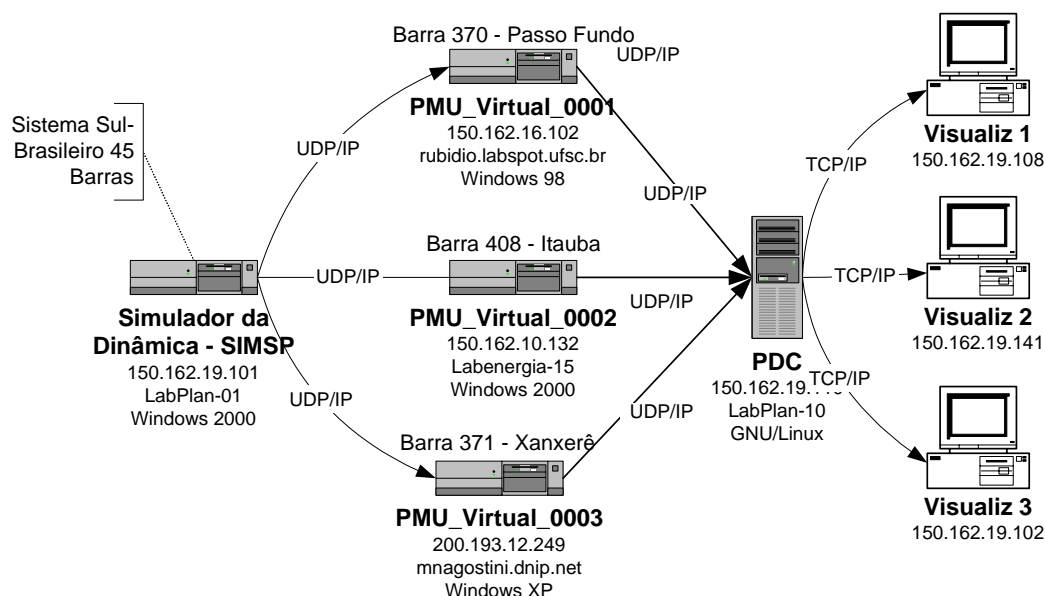


Figura 5.8 - Configuração do Simulador de Funções de Monitoramento de SEE Utilizando a WAM

Neste caso, os módulos de simulação da dinâmica, o PDC e os visualizadores foram executados em microcomputadores pertencentes à rede local do Laboratório de Planejamento de Sistemas Elétricos (LabPlan), enquanto que os módulos de simulação das PMUs foram executados em microcomputadores externos a esta. Dentre as três PMUs simuladas, observa-se que duas foram executadas em PCs (*Personal Computers*) pertencentes à rede *ethernet* da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), estando conectados à rede mundial de computadores por meio de um *link* de fibra ótica, enquanto que um terceiro simulador de PMU foi executado a partir de um microcomputador externo à rede UFSC, possuindo conexão do tipo ADSL (*Asymmetrical Digital Subscriber Line*). Tanto as PMUs simuladas quanto o Simulador da Dinâmica são executados utilizando

sistema operacional Windows, enquanto que no PDC utiliza-se a plataforma GNU/Linux.

5.3.1. Resultados

Diante do evento de curto-circuito na barra de Itaúba, a magnitude de tensão da barra de Xanxerê monitorada por uma PMU e o resultado da simulação do comportamento dinâmico desta mesma grandeza são representados na Figura 5.9 e Figura 5.10, respectivamente.

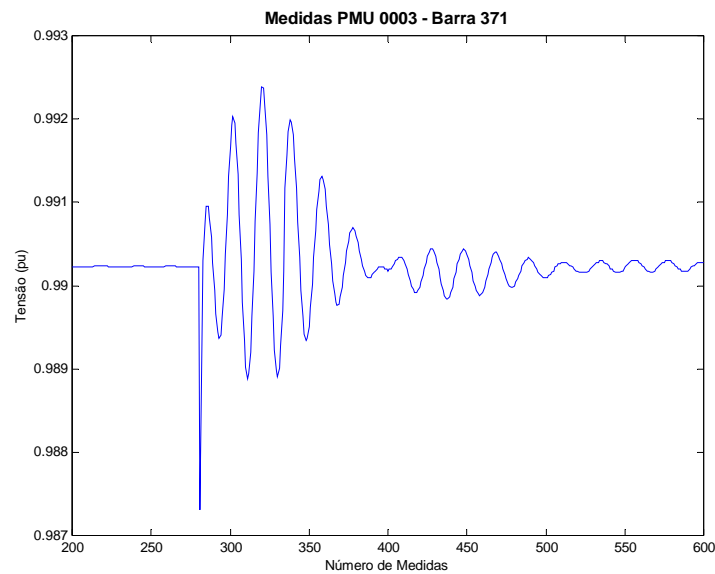


Figura 5.9 – Magnitude de Tensão da Barra de Xanxerê Apresentada pelo Módulo de Visualização

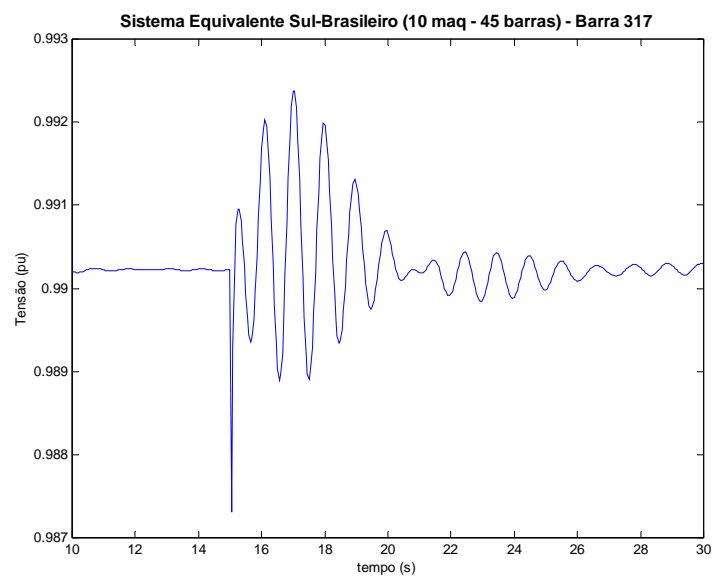


Figura 5.10 – Magnitude de Tensão na Barra de Xanxerê – SIMSP

Diante deste mesmo fenômeno, o comportamento do sistema, monitorado por PMU e simulado pelo SIMSP, dos ângulos das tensões da Barra de Xanxerê são observados na Figura 5.11 e.Figura 5.12.

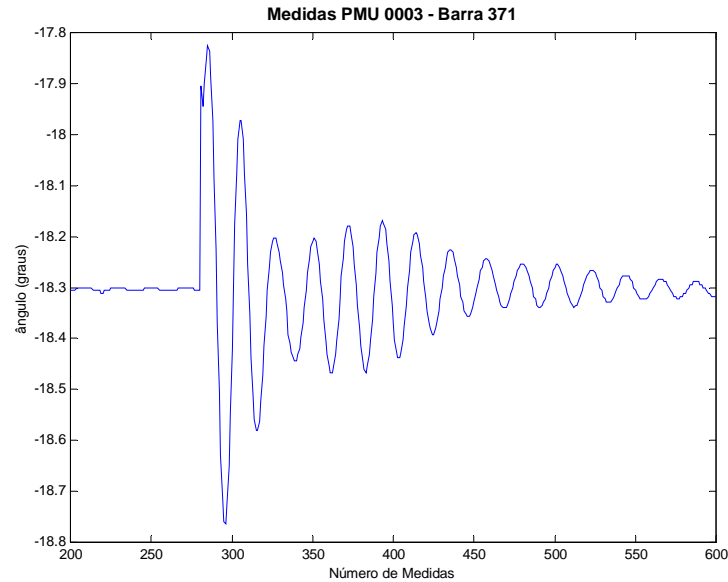


Figura 5.11 – Ângulo de Tensão da Barra de Xanxerê Apresentada pelo Módulo de Visualização (com referência à Barra de Segredo)

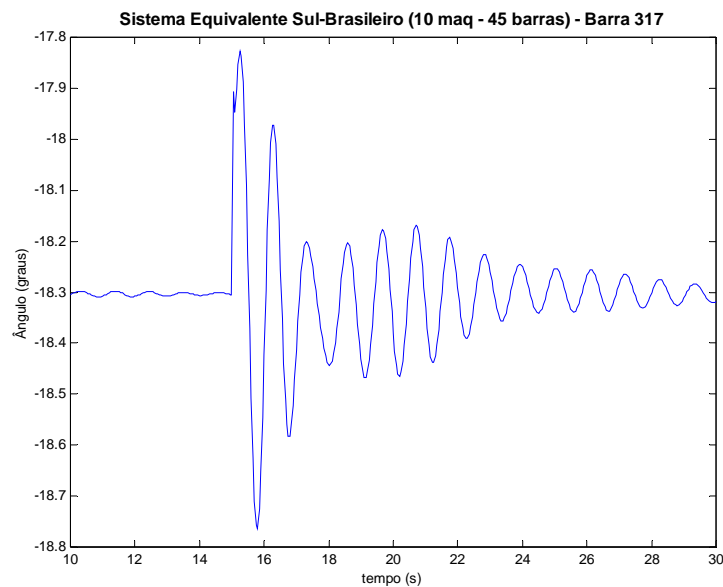


Figura 5.12 – Ângulo de Tensão na Barra de Xanxerê – SIMSP

A comparação dos gráficos apresentados mostra que, mesmo quando da execução da ferramenta em um ambiente de WAM – mais sujeito à ocorrência de atrasos e problemas de envio ou recebimento de dados, o

processo de monitoração realizado reproduziu os mesmos resultados da simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico, representando com fidelidade o fenômeno de curto-circuito ocorrido. Estes resultados validam, portanto, todo o processo de simulação das PMUs, PDC e aplicativos de visualização.

Em uma análise off-line, realizada a partir das medidas fasoriais obtidas e armazenadas durante a ocorrência do curto-circuito, obteve-se o seguinte espectro de freqüências (Figura 5.13), associado à magnitude de tensão na barra de Xanxerê.

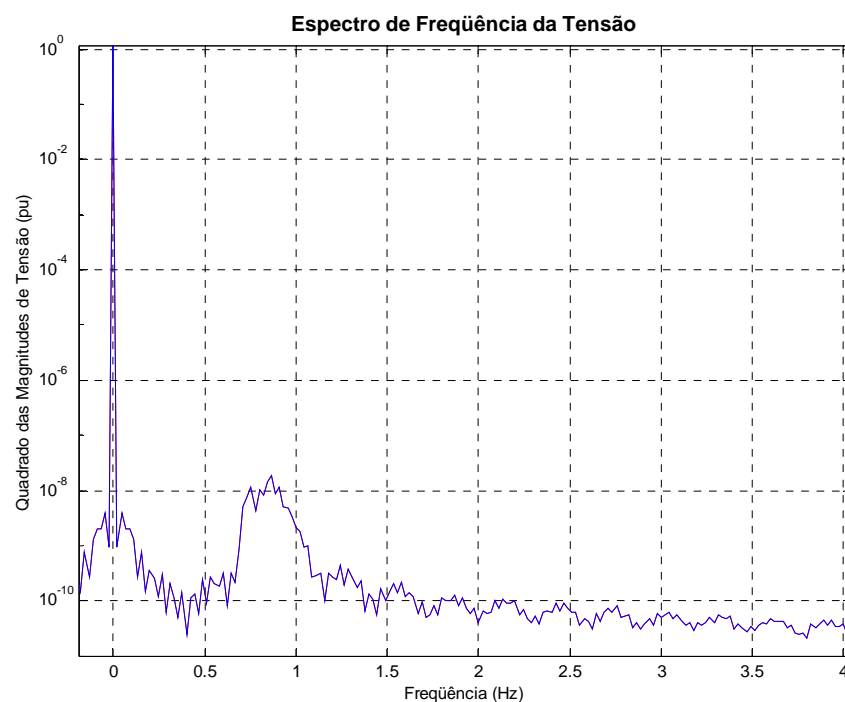


Figura 5.13 – Espectro de Freqüências Associado à Magnitude de Tensão da Barra de Xanxerê

Por meio da análise espectral realizada a partir de medidas fasoriais, foram detectados modos de oscilação no sistema da ordem de 0,7 Hz e 0,8Hz, que representam as oscilações apresentadas pelo sistema durante o período transitório decorrente de um fenômeno de curto-circuito.

5.4. Comentários Gerais

Nos experimentos realizados foram observados dados de monitoração provenientes de quatro PMUs, embora se tenha priorizado a apresentação dos resultados de uma única barra.

Comparando-se as grandezas monitoradas pelos aplicativos de visualização com os resultados da simulação da dinâmica do sistema, verifica-se a validade da ferramenta de simulação desenvolvida, uma vez que esta apresenta medidas fasoriais coerentes com o comportamento dinâmico simulado do sistema elétrico.

A partir da validação desta ferramenta, e considerando que esta permite que se incorporem novas implementações, destaca-se a possibilidade oferecida por este trabalho para a realização de experimentos que visam o desenvolvimento de outras aplicações, subsidiando assim a continuidade de pesquisas sobre o tema.

Capítulo 6

6. Conclusões

O tema Medição Fasorial Sincronizada tem se revelado de grande interesse por parte de grupos de pesquisas, operadores independentes do sistema elétrico e empresas que desenvolvem atividades afins. Contudo, até o presente momento, poucos são os registros científicos no Brasil acerca deste assunto.

Tendo como um dos propósitos oferecer uma contribuição pioneira a respeito do tema, capaz de motivar o desenvolvimento de trabalhos futuros, o presente trabalho reuniu informações a respeito da tecnologia de medição fasorial sincronizada e seu atual estágio de implementação, em um estudo e análise do estado da arte.

Foram resgatados neste estudo, os fatores que impulsionaram o desenvolvimento desta tecnologia, destacando o papel fundamental do sistema GPS neste processo. O sistema de medição fasorial (SMF), principal resultado deste desenvolvimento tecnológico, é apresentado a partir da descrição de seus elementos constituintes: unidades de medição fasorial, concentrador de dados e canais de comunicação.

A PMU é considerada o elemento base constituinte de um SMF. Através deste equipamento são realizados a aquisição das tensões e correntes das barras do sistema, o processamento e formatação dos dados amostrados e seu envio ao concentrador de dados. O PDC, por sua vez, tem como principal função receber e organizar as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs, disponibilizando-as para o uso em aplicações.

Várias são as opções que podem ser empregadas na especificação dos canais de comunicação que conectam PMUs e PDC. Contudo, uma vez que cada aplicação exige uma determinada característica de eficiência na transmissão de informações, as especificidades de cada tipo de canal devem ser consideradas, de modo a se escolher pela opção que preencha os requisitos técnicos e financeiros da forma mais adequada.

No que se refere às atuais implementações que utilizam medições fasoriais, as experiências mais significativas registradas até o presente momento foram contempladas pelo estudo do estado da arte, donde percebeu-se que o interesse por esta tecnologia tem se manifestado em vários países. Observou-se, contudo, que o grau de desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial é bastante distinto entre os casos verificados. Enquanto que nos países nórdicos foram instaladas algumas PMUs para fins de teste, sistemas norte-americanos têm apresentado resultados no desenvolvimento de ferramentas de monitoração do sistema elétrico utilizando medidas fasoriais.

Dentre os pontos comuns observados na investigação destas experiências, está o fato de que a maioria das pesquisas e implementações realizadas resultam de parcerias entre empresas ligadas à operação de sistemas elétricos, universidades e laboratórios de pesquisas. O projeto WAMS é um exemplo claro deste tipo de cooperação, do mesmo modo que os experimentos realizados na Dinamarca e Islândia, que reúnem esforços de operadores da transmissão, universidades e departamentos de pesquisas da ABB. Neste sentido, o presente trabalho contribui identificando e apontando esta tendência, como uma das alternativas a serem consideradas para o desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial no Brasil.

Verificou-se também que, embora os países investigados apresentem diferentes perfis de organização de seus setores elétricos, a maior motivação apontada para a implementação dos sistemas de medição fasorial surge da necessidade de se dispor de informações mais amplas e precisas do comportamento dos sistemas de energia, como uma forma de contrapor o aumento da complexidade operativa. Neste âmbito, relevantes experiências atualmente implementadas destinam-se ao desenvolvimento de ferramentas de monitoração de sistemas elétricos.

Seguindo esta tendência, e com base no conhecimento adquirido sobre a tecnologia de medição fasorial, foi desenvolvida no presente trabalho uma ferramenta que simula a execução de funções de monitoramento, quando realizadas a partir de medidas fasoriais amplas do sistema elétrico.

A ferramenta implementada foi concebida de forma a ser constituída por três módulos distintos, conectados entre si através de canais de comunicação. São estes, o módulo de simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico, o módulo de simulação de sistemas de medição

fasorial – composto pelo concentrador de dados e simuladores de PMUs e os módulos de visualização on-line, que caracterizam o tipo de monitoração realizada. Durante a sua operação conjunta, o módulo de simulação da dinâmica reproduz o comportamento real das grandezas de um determinado sistema elétrico ao longo do tempo, repassando as informações de magnitude e ângulo de tensão às PMUs simuladas. Estas, por sua vez, formatam os dados recebidos de acordo com o padrão IEEE 1344 e os enviam ao concentrador de dados, onde são armazenados e disponibilizados aos aplicativos de visualização.

Com o propósito de validar a ferramenta desenvolvida, foram realizados experimentos, em ambiente de LAN e WAM, que possibilitaram que os dados obtidos durante o período de monitoração fossem comparados com os resultados de simulação do comportamento dinâmico do sistema elétrico monitorado. De fato, a comparação efetuada confirmou a validade da ferramenta desenvolvida, verificando que esta apresenta em seus aplicativos de visualização medidas fasoriais concordantes com o comportamento real do sistema elétrico supostamente monitorado.

É importante ressaltar o fato de que os módulos de simulação descritos tiveram suas funcionalidades implementadas segundo os preceitos da Modelagem Orientada a Objetos. Com isto, os códigos elaborados podem ser facilmente expandidos, aprimorados e reutilizados, fazendo com que os módulos de simulação desenvolvidos possam servir de base para outras implementações.

Destaca-se, portanto, a possibilidade oferecida por este trabalho para o desenvolvimento de novas ferramentas, capazes de simular o desempenho de outras aplicações, executadas a partir do uso da tecnologia de medição fasorial

6.1. Principais Contribuições

Dentre as principais contribuições atribuídas a este trabalho, são destacadas:

- Realização de um estudo e análise do estado da arte sobre a tecnologia de medição fasorial sincronizada, onde foram reunidas informações a respeito da tecnologia de medição fasorial sincronizada, sua origem, constituição e desenvolvimentos atuais.

- Concepção e implementação de um simulador de sistemas de medição fasorial, constituído de um concentrador de dados e simuladores de PMUs.
- Definição das funcionalidades do concentrador de dados, de acordo com critérios de prioridade.
- Avaliação do uso da rede *ethernet* para o estabelecimento da comunicação entre PMUs – PDC – Aplicações.
- Acoplamento do Simulador de SMF a um simulador do comportamento dinâmico de SEEs, possibilitando assim a implementação de ferramentas que visam o desenvolvimento de metodologias que utilizam medições fasoriais sincronizadas na operação de sistemas de energia elétrica.
- Desenvolvimento de uma ferramenta que simula a execução de funções de monitoramento, quando realizadas a partir de medidas fasoriais amplas do sistema elétrico.

6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Com o propósito de possibilitar a continuidade das pesquisas sobre o tema, enumera-se a seguir as seguintes sugestões de desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Implementar funções de tempo real no módulo de simulação do comportamento dinâmico de SEE: desta forma, o processo de sincronização, hoje executado por um método do SIMSP, poderá ser realizado com maior precisão.
- Implementações de modelos novos modelos de controladores, no âmbito da base computacional : ao serem implementados, tais modelos permitiriam a simulação de longa duração do comportamento dinâmico do sistema elétrico, possibilitando assim a realização de experimentos com o uso de medidas fasoriais na monitoração de fenômenos de longa duração dos SEEs.
- Implementação de métodos, na classe C_PMU_SIMSP, que permitam ao módulo de simulação do comportamento dinâmico obter e enviar ao Simulador de SMF informações relacionadas às correntes nas linhas de transmissão: desta forma, as correntes complexas nas linhas e transformadores poderão ser acompanhadas pela ferramenta de monitoração.
- Compatibilização dos módulos simuladores de PMUs com os equipamentos reais atualmente desenvolvidos: na norma IEEE 1344 ainda

não são discutidas determinadas questões, como o processo de inicialização e reconhecimento das PMUs em um SMF. Portanto, algumas destas funcionalidades foram definidas de forma particular no desenvolvimento dos simuladores de PMUs. Propõe-se que tais aspectos funcionais sejam comparados e compatibilizados com PMUs reais, como as desenvolvidas no Projeto MedFasee.

Referências

Referências Bibliográficas

AGOSTINI, M.N.; 2002. *Nova Filosofia para Projeto de Software para Sistemas de Energia Elétrica Usando Modelagem Orientada a Objetos*. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

AGOSTINI, M.N.; 2004. *Simulador de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada*. Relatório Técnico Interno: LabPlan RT – 01/2004. Universidade Federal de Santa Catarina.

BALLANCE, J.W.; BHARGAVA, B.; et al.; 2003. Monitoring Power System Dynamics using Phasor Measurement Technology for Power System Dynamic Security Assessment. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH (Jun 2003: Bologna, Itália). *Proceedings*.

BHARGAVA, B.; 1999. Synchronized Phasor Measurement System Project at Southern California Edison Co. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (Jul 1999: Edmonton, Canadá). *Proceedings*. p. 16–22.

CASTRO, J.E.G.; 1995. *Metodologia para o Estudo da Segurança Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica Usando os Métodos SLEP Iterativo a das Áreas Iguais Estendido*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

CEASE, T.W.; FELDHAUS, B.; 1994. Real-time Monitoring of the TVA Power System , *IEEE Computer Applications in Power*, New York, , v. 7, n. 3 (Jul), p. 47–51.

CEC (California Energy Commission); 1999. *Strategic Energy Research – Phasor Measurement Units*, California.

CENTENO, V.; PHADKE, A.G.; EDRIS, A.; 1997. Na adaptative out-of-step relay with Phasor Measurement. In: INTERNATIONAL CONFERENCE

ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION (6.: Jul 1997: Nottingham, Reino Unido). *Proceedings*. p. 210-213.

CERTS (Consortium for Electricity Reliability Technology Solutions); 2000. Functional Specification for Security Monitoring Prototype Workstations for Dispatchers and Operating Engineers using Synchronized Phasor Measurements, 1ª versão.

DECKER, I.D.; 1993. *Algoritmos para a Simulação da Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica em Computadores Paralelos*. Rio de Janeiro. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

DECKER, I.D.; EHRENSPERGER, J.G.; AGOSTINI, M.N.; et al.; 2004. Synchronized Phasor Measurement System: Development and Applications. In: IX SEPOPE - SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (9: Mai. 2004: Rio de Janeiro). *Anais*.

DENYS, P.; COUNAN, C.; et al.; 1992. Measurement of Voltage Phase for the Future Defense Plan against Losses of Synchronism, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 7, n. 1 (Jan), p. 62-69.

DOTTA, D.; 2003. *Modelagem e Implementação de Aplicações Usando uma Base Computacional Orientada a Objetos para Sistemas de Energia Elétrica*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

ELFORSK; 2000. *Wide Area Measurements of Power System Dynamics – The North American WAMS Project and its Applicability to the Nordic Countries*. Lund, Suécia.

FAUCON, O; DOUSSET, L.; 1997. Coordinate Defense Plan Protects Against Transient Instabilities, *IEEE Computer Applications in Power*, New York, v.10, n.3 (Jul), p. 22-26.

GAMMA, E.; HELM, R.; JOHNSON, R. et al.; 2000. *Padrões de Projeto: Soluções Reutilizáveis de Software Orientado a Objetos*. Porto Alegre: Bookman.

GOMES, P.; VIOTTI, F.; et al.; 1997. Análise das Necessidades de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil.

In: SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (14.: Out 1997: Belém, Pará). *Anais*. pp. 210-213.

HART,D.G.; GHARPURE, V.; NOVOSEL, D. et al.; 2001. PMUs – A new approach to power network monitoring, *ABB Review 1/2001*, pp. 58-61.

HAUER, J.F.; 2003. Integrated Monitor Facilities for the Western Power System: The WECC WAMS in 2003, Draft report of the WECC Disturbance Monitoring Work Group, v.1, Bonneville Power Administration.

HAUER, J.F.; MITTELSTADT, W.^a; et al.; 1999. Evaluation and Demonstration of Technology for the New Power System, Summary Final Report, v.1, Bonneville Power Administration.

IEEE; 2001. *Standard for Synchrophasors for Power Systems*, IEEE 1344. New York.

JIANG, J.A.; YANG, J.Z.; LIN, Y.H.; et al.; 2000a. An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. Part I: theory and algorithms, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 15, n.2 (Apr), pp 486-493.

JIANG, J.A.; YANG, J.Z.; LIN, Y.H.; et al.; 2000b. An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. Part II: PMU implementation and performance evaluation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, vol. 15, v.4 (Oct), pp 1136-1146.

KAMWA, I.; GÉRIN-LAJOIE, L.; TRUDEL, G.; 1998. Multi-loop Power System Stabilizer Using Wide-Area Synchronous Phasor Measurements. In: AMERICAN CONTROL CONFERENCE (Jun 1998: Philadelphia, Pennsylvania). *Proceedings*.

KAMWA, I.; GRONDIN, R.; HÉBERT, Y.; 2001. Wide-area Measurement Based Stabilizing Control of Large Power Systems – A Decentralized/Hierarchical Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, vol.16, n.1 (Feb), pp. 136-153.

KUNDUR P.; 1994. *Power System Stability and Control*. Palo Alto: McGraw-Hill.

MARTIN, K.E.; 1997. Phasor Measurements on the BPA Transmission System, BPA Working Note.

NUQUI, R.F.; 2001. *State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements*, Blacksburg, Estados Unidos. Dissertação (Doctor of Philosophy In Electrical Engineering) – Virginia Polytechnic Institute.

NADUVATHUPARAMBIL, B.; VALENTI, M.C.; FELIACHI, A.; 2002. Communication Delays in Wide Measument Systems. In: SOUTHEASTERN SYMPOSIUM ON SYSTEM THEORY (34.:Morgantown:2002). *Proceedings*. P. 118 –122.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico); 2001. *Especificação do Sistema de Oscilografia de Longa Duração*, 1ª Revisão, Rio de Janeiro.

PHADKE, A.G.; 2002. Synchronized Phasor Measurements – A Historical Overview. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION:ASIA PACIFIC IEEE/PES (1.:Out 2002: Asia). *Proceedings*. P. 476-479.

PHADKE, A.G.; PICKETT, B.; ADAMIAK, M. et al.; 1994. Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control, *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 9, n. 1 (Jan), p. 442-452.

PHADKE, A.G.; 1993. Synchronized Phasor Measurement in Power Systems, *IEEE Computer Applications on Power Systems*, New York, v. 6, n. 2 (Apr), p. 10-15.

RASMUSSEN, J.; JØRGENSEN, P.; 2003. Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event in Eastern Denmark. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH (Jun 2003: Bologna, Itália). *Proceedings*.

RUMBAUGH, J.; BLAHA, M.; PREMERLANI, W. et al; 1994. *Modelagem e Projetos Baseados em Objetos*. Rio de Janeiro: Campus.

SAMUELSSON, O. JÓHANNSDÓTTIR, H.; et al.; 2002. Power System Damping in Iceland based on Phasor Measurements. In: POWER SYSTEMS INFRASTRUCTURES FOR THE FUTURE (1.:2002:Beijing). *Proceedings*.

SCHULZ, R.P.; VANSLYCK, L.S.; HOROWITZ, S.H.; 1989. Applications of Fast Phasor Measurements on Utility Systems, In: POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATION CONFERENCE, (1.:May, 1989: Seattle). *Papers*. P. 49-55.

SILVA, A. S.; SIMÕES COSTA, A.J.A.; 2002. Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência, Apostila. LABSPOT/EEL/UFSC.

SIMÕES COSTA, A.J.A.; SALGADO, R.; 2002. Análise de Segurança em Sistemas Elétricos de Potência, Apostila. LABPLAN/EEL/UFSC.

SOUZA, A.; 2002. *Segurança Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica sob o Paradigma de Serviços Ancilares*. Florianópolis. Proposta de Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

STEVENSON W. R.; 1998. *UNIX Network Programming v.1*. Upper Saddle River: Prentice-Hall.

VANTI, M. V.; 2000. *Uma Formulação do Fluxo de Potência Ótimo Considerando Restrições de Estabilidade Transitória*. Florianópolis. Proposta de Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

VANTI, M.V.; 2003. *Melhoria da Segurança Dinâmica por Otimização e Algoritmos de Programação Não-Linear*. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

WILSON, R.E.; 1994. PMUs (Phasor Measurement Units). *IEEE Potentials*, New York, v. 13, n.2 (Apr), p. 26-28.

Referências Eletrônicas

Site Nordel: <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=116>, em 9/05/2003.

Site Eltra1: http://www.eltra.dk/media/1033_12010.pdf, em 8/05/2003.

Site Eltra2: http://www.eltra.dk/media/1030_14376.pdf, em 8/05/2003.

Site ONS: <http://www.ons.org.br>, em 10/05/2003.